

**ДЕРЖАВНА КОМІСІЯ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ
КОПАЛИН**
**при Державній службі геології та надр України,
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу**

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Наказ Державної комісії України
по запасах корисних копалин
від 29.12.2016 № 775

**Методичні рекомендації
з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти та
газу у надрах і їхньої класифікації**

Київ, 2016

П Е Р Е Д М О В А

1. РОЗРОБЛЕНО: Державною комісією України по запасах корисних копалин при Держгеонадра України, Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу
2. РОЗРОБНИКИ: Г.І. Рудько, М.В. Ляху, В.І. Ловинюков, М.М. Багнюк, В.Г. Григіль, А.В. Довганич, О.І. Стечак, М.І. Коляда, В.П. Жаловський, Н.І. Наливайко, Ю.В. Бабич
3. ВНЕСЕНО: Управлінням горючих і рудних корисних копалин Державної комісії України по запасах корисних копалин
4. УЗГОДЖЕНО: Рішенням ЕТР ДКЗ України від 28.12.2016 № 334
5. ЗАТВЕРДЖЕНО: Наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від від 29.12.2016 № 775

Вдячність

Автори висловлюють щирю вдячність фахівцям нафтогазової промисловості М.А.Фірману, А.В.Лизанцю, А.А. Лиску, Г.Є.Святенку, А.В.Загороднову, К.С.Курочкіну, Ю.Й.Ільницькому, М.В.Гунді, М.В.Харченку, Я.Г.Лазаруку, І.І.Музичку, І.В.Кравченку, В.М.Солодкому, Г.К.Ковлагіній та ін. за ґрунтовний аналіз Методичних рекомендацій, надані зауваження і пропозиції, що істотно підвищили якість виконаної роботи.

Загальні положення

Згідно із законодавством України, геологічне вивчення надр здійснюється з метою отримання даних про геологічну будову надр, процеси, які в них відбуваються, виявлення та оцінки корисних копалин, вивчення закономірностей їх формування і розміщення, з'ясування гірничотехнічних та інших умов залягання і розробки родовищ (ділянок) корисних копалин.

Під час геологічного вивчення надр мають забезпечуватись:

- повнота вивчення геологічної будови надр, гірничотехнічних, гідрогеологічних та інших умов розробки розвіданих родовищ;
- достовірність визначення кількості та якості запасів корисних копалин і наявних у них компонентів, геолого-економічна оцінка родовищ корисних копалин;
- ведення робіт методами і способами, які б виключали невиправдані втрати корисних копалин, зниження їхньої якості, надмірне руйнування та забруднення навколишнього природного середовища.

Геологічне вивчення, видобування та використання родовищ нафти і газу ґрунтується на засадах:

- комплексного підходу до вивчення нафтових і газових родовищ;
- комплексного вивченню нафтогазоносних об'єктів на різних етапах і стадіях геологорозвідувальних робіт та розробки;
- основних вимог щодо геологічного вивчення та дослідно-промислової розробки покладів нафти і газу;
- основних вимог щодо підготовленості розвіданих родовищ (покладів) нафти і газу до промислового освоєння;
- основних принципів застосування Класифікації України;
- виділення об'єктів підрахунку запасів та перспективних ресурсів нафти і газу;
- об'ємного методу підрахунку початкових загальних і балансових (видобувних) запасів нафти і газу;
- методів підрахунку початкових загальних і балансових (видобувних) запасів нафти і газу, засновані на принципі матеріального балансу;
- статистичного методу підрахунку запасів нафти і газу;
- методів підрахунку супутніх корисних компонентів;
- дорозвідки покладів нафти і газу та перерахунку (повторного підрахунку) запасів;
- оцінки перспективних і прогнозних ресурсів нафти і газу;
- геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу;

Керуючись необхідністю нормативно-методичного врегулювання складових геологорозвідувального процесу на нафту і газ Державна комісія України по запасах корисних копалин та Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу згідно із геологічним завданням опрацювали «Методичні рекомендації з підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти та газу у надрах і їхньої класифікації».

Галузь використання

Метою Методичних рекомендацій є надання методичної допомоги користувачам надр, що здійснюють геологорозвідувальні роботи для визначення перспектив промислового освоєння нафтогазоносних ділянок надр підрахунку запасів та їхньої класифікації.

Методичні рекомендації призначені для використання в якості практичного посібника і нормативного документа для уніфікованої оцінки запасів та ресурсів вуглеводнів підприємствами, організаціями, установами всіх форм власності, що здійснюють підрахунок і геолого-економічну оцінку запасів і ресурсів вуглеводнів для подання їх на державну експертизу і оцінку.

У нормативно-методичному документі висвітлено методи підрахунку запасів та оцінки ресурсів нафти і газу, обґрунтування підрахункових параметрів і методів розрахунку середніх значень цих параметрів.

Нормативні посилання

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

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

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

Закон України «Про газ (метан) вугільних родовищ» від 21.05.2009 №1392-VI із змінами.

Податковий кодекс України від 02.12.2010 № 2755-17 із змінами.

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

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

Інструкція про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, затверджена наказом ДКЗ України від 18.10.99 № 120.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена Постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 № 432, із змінами.

Міжнародна класифікація РК ООН-2009.

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

Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів нафти і газу, затверджене наказом ДКЗ України від 26.11.2006 № 316.

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

I. ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ, ЩО ВРЕГУЛЬОВУЮТЬ ПИТАННЯ З ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ І ОЦІНКИ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

1.1. Рамкова класифікація ООН викопних енергетичних та мінеральних запасів/ресурсів корисних копалин

У 1990-х роках Європейська економічна комісія Організації Об'єднаних Націй (ЄЕК ООН) взяла на себе ініціативу з опрацювання міжнародної класифікаційної системи для твердих горючих корисних копалин і мінеральної сировини. Результатом стала розроблена Робочою групою по вугіллю ЄЕК ООН відповідно до пропозиції уряду Німеччини Міжнародна рамкова класифікація ООН запасів/ресурсів родовищ (тверді горючі корисні копалини і мінеральна сировина).

РК ООН-1997 була схвалена Економічною і соціальною радою ООН для всесвітнього застосування в 1997 р. У цій класифікації (рис.1.1) категоризацію запасів/ресурсів здійснено за трьома критеріями по трьох осях, представлених ребрами куба, а категорії ступенів вивченості мають цифрову кодифікацію (1, 2, 3). На вертикальній осі (E) показується ступінь економічної ефективності (промислового значення) запасів/ресурсів; на лівій горизонтальній осі (F) – ступінь техніко-економічного вивчення запасів; на правій горизонтальній осі (G) – ступінь геологічного вивчення запасів. При цьому найменша цифра, відповідно до традиційного сприймання: «перший – найкращий» означає найвищий ступінь економічної ефективності по осі E, а також найвищі ступені вивченості по осях F і G. Кодифікація класів корисних копалин, що характеризуються певними ступенями техніко-економічного й геологічного вивчення, а також рівнем промислового значення здійснюється за допомогою тризначного числа, перша цифра якого вказує рівень промислового значення корисної копалини підрахункової ділянки надр, друга – ступінь техніко-економічного вивчення корисної копалини і підготовленості її до промислового використання, третя – ступінь геологічного вивчення корисної копалини і підрахункової ділянки надр. Цифрові розряди розміщують у порядку: EFG. Перша цифра коду класу вказує найважливішу характеристику корисної копалини – рівень можливості промислового освоєння.

На рис. 1.1 наведено тривимірну розвернуту схему, на якій представлено кодифіковані класи корисних копалин, які застосовують на практиці. Кількості корисних копалин класу під кодом 111 найцікавіші для інвестора: цей клас вказує кількість корисних копалин, що можуть бути рентабельно видобуті (цифра 1 у першому розряді), що вони підтвержені детальним економічним і технологічним вивченням або фактичним видобутком (цифра 1 у другому розряді) і детально розвідані за категоріями A, B, C₁ (цифра 1 у третьому розряді).

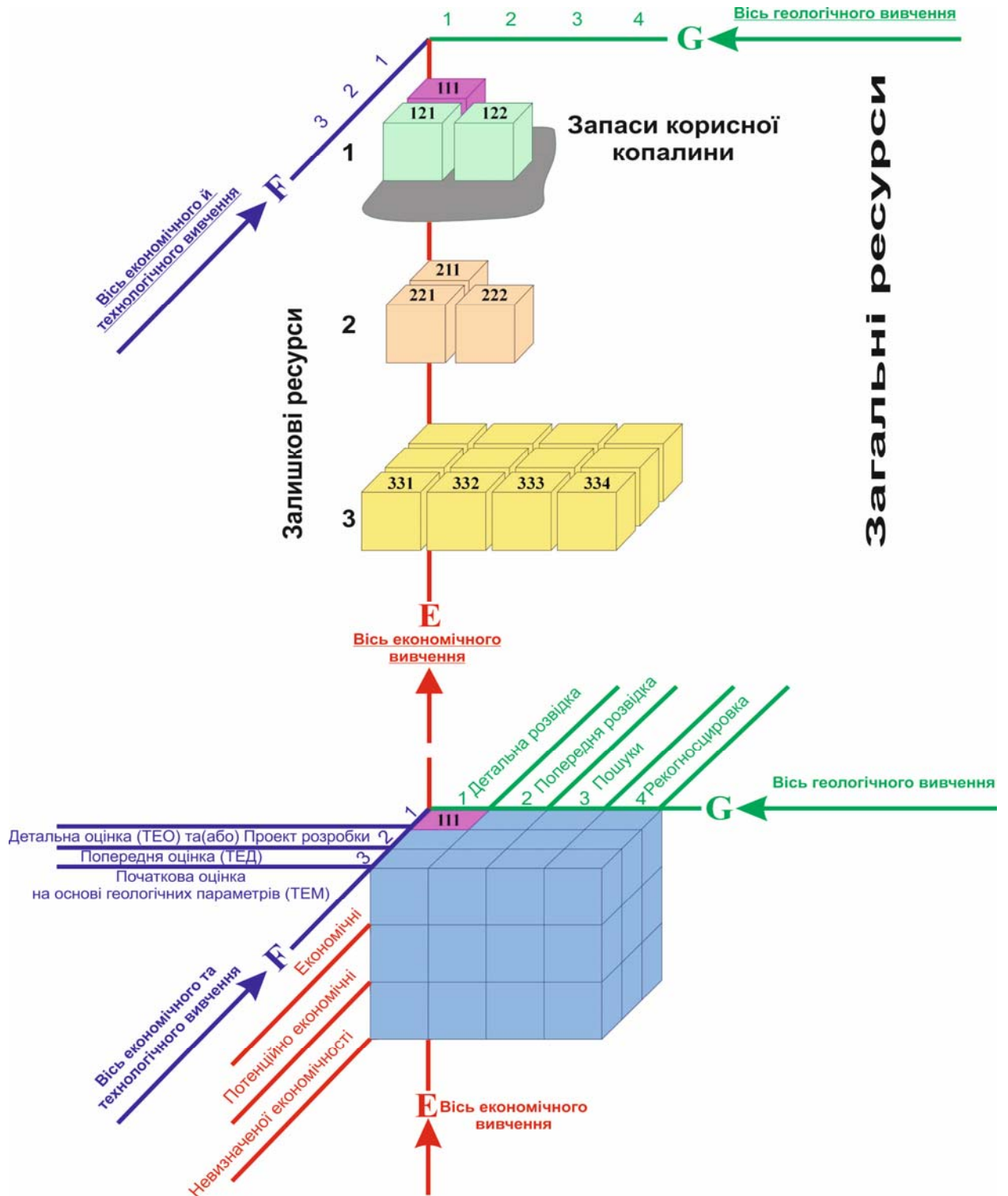


Рис. 1.1. Класифікаційна система РК ООН-1997 з класами Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України

У 2009 р. Цільовим підрозділом групи експертів ЄЕК ООН опрацьовано: «Рамкову Класифікацію Організації Об'єднаних Націй викопних енергетичних і мінеральних запасів і ресурсів корисних копалин 2009 року» (РК ООН-2009) (рис. 1.2).

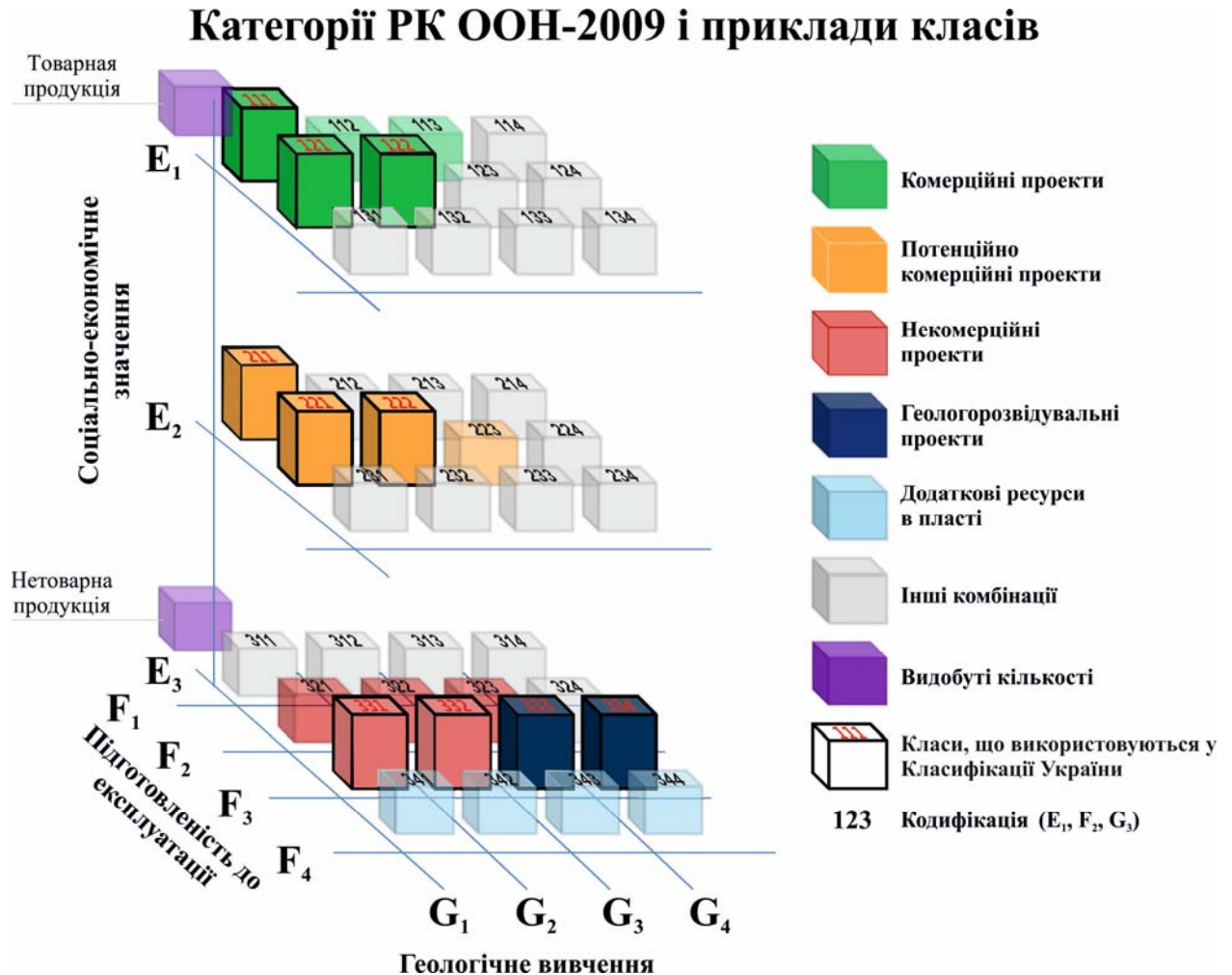


Рис. 1.2. Рамкова класифікація Організації Об'єднаних Націй викопних енергетичних і мінеральних запасів і ресурсів корисних копалин 2009 року (РК ООН-2009)

РК ООН-2009 є універсальною класифікаційною системою, в якій кількості корисних копалин класифіковано за трьома фундаментальними критеріями: 1) ступенем економічної і соціальної ефективності розробки (вісь E); 2) статусом і ступенем підготовленості до промислового освоєння проекту (вісь F); 3) ступенем геологічного вивчення (вісь G). Ступені розвитку (стану) класифікаційних критеріїв кодують арабськими цифрами 1, 2, 3, 4. РК ООН-2009 можна застосовувати також як інструмент для забезпечення співставлення з іншими широко вживаними в гірничодобувних галузях класифікаційними системами, такими як: Шаблон Комітету по міжнародних стандартах звітності для твердих корисних копалин

(CRIRSCO), Система управління нафтовими ресурсами інженерів з нафти та газу (PRMS), Міжнародне агентство з атомної енергії (IAEA) та ін. В умовах нинішнього глобалізованого світу межі, що історично склалися між нафтовим і мінеральним секторами і знайшли своє відображення в різних системах класифікації запасів і ресурсів, а також державних вимог до звітності та правил обліку, вже не є непорушними. В РК ООН-2009 та в Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України встановлено загальні принципи й передбачено механізми для надання звітності щодо всіх видів гірничої діяльності незалежно від того, про яку сировину йдеться.

1.2. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України

Чинну Класифікацію запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр затверджено Постановою Кабінету Міністрів України від 5 травня 1997 р. № 432 (рис. 1.3). Класифікація опрацьована Державною комісією України по запасах корисних копалин відповідно до положень Кодексу України про надра з метою забезпечення раціонального, комплексного використання надр для задоволення потреб у мінеральній сировині та інших потреб суспільного виробництва.

ПРОМИСЛОВЕ ЗНАЧЕННЯ	СТУПІНЬ ТЕХНІКО- ЕКОНОМІЧНОГО ВИВЧЕННЯ	СТУПІНЬ ГЕОЛОГІЧНОГО ВИВЧЕННЯ	КОД КЛАСУ
1. Балансові запаси (1..)	ГЕО-1 (.1)	Розвідані запаси (..1)	111
			121
	ГЕО-2 (.2)	Попередньо розвідані запаси (..2)	122
2. Умовно балансові і позабалансові запаси (2..)	ГЕО-1 (.1)	Розвідані запаси (..1)	211
			221
	ГЕО-2 (.2)	Попередньо розвідані запаси (..2)	222
3. Промислове значення не визначене (3..)	ГЕО-3 (.3)	Розвідані запаси (..1)	331
		Попередньо розвідані запаси (..2)	332
		Перспективні ресурси (..3)	333
		Прогнозні ресурси (..4)	334

Рис. 1.3. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України

Класифікація встановлює єдині принципи підрахунку, геолого-економічної оцінки і державного обліку запасів корисних копалин згідно з рівнем їх економічної ефективності, достовірності визначення геологічних і економічних характеристик, складності геологічної будови та підготовленості до промислового освоєння, а також основні принципи кількісної оцінки ресурсів корисних копалин, які у сукупності створюють методологічну основу геологорозвідувального процесу в Україні.

Класифікація враховує основні положення міжнародних систем класифікації та обліку запасів і ресурсів корисних копалин.

Відповідно до положень Класифікації, розроблено нормативно-методичні документи, що регламентують стадійність геологорозвідувальних робіт (ГРР), вимоги до комплексного геологічного і техніко-економічного вивчення корисних копалин на різних стадіях геологорозвідувального процесу, методи виконання ГРР та обробки їх результатів, способи підрахунку й геолого-економічної оцінки запасів і ресурсів корисних копалин.

Уведення в дію чинної Класифікації дало змогу оптимізувати структуру геологорозвідувального процесу, значно скоротити терміни і зменшити обсяги ГРР на родовищах корисних копалин, що готуються до промислового освоєння.

Принципи розподілу запасів і ресурсів корисних копалин на облікові групи (таксони), що прийняті в Класифікації, гармонізуються з Міжнародною рамковою класифікацією запасів і ресурсів твердих горючих та мінеральних корисних копалин, розробленою Комітетом з усталеної енергетики Європейської економічної комісії Організації Об'єднаних Націй (РК ООН-2009), а також Класифікаційною схемою уранових ресурсів Міжнародного агентства з атомної енергії. Зіставлення груп запасів і ресурсів, що виділені в Класифікації, з міжнародними спрощується застосуванням спільної цифрової кодифікації, що виконує роль інтерфейсу, полегшує машинну обробку даних та обмін інформацією.

Чинна Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин носить рамковий характер і розрахована на використання для всіх видів корисних копалин. Застосування її до запасів і ресурсів конкретних видів корисних копалин, у тому числі техногенних, визначається інструкціями Державної комісії України по запасах корисних копалин, які розробляються і затверджуються в установленому порядку. В інструкціях деталізовано вимоги до ступеня вивчення корисних копалин, методів їх опробування, оконтурювання і підрахунку залежно від геолого-промислових типів родовищ, складності їх геологічної будови та інших чинників, що впливають на достовірність геолого-економічної оцінки. В них передбачено також узгодження груп запасів і ресурсів корисних копалин, прийнятих у Класифікації, з категоріями розвіданості запасів і достовірності ресурсів корисних копалин, що використані в класифікації 1983 р.

Чинна Класифікація передбачає розподіл запасів і ресурсів корисних копалин за трьома головними критеріями: промисловим значенням (рівнем

економічної ефективності), ступенем техніко-економічного вивчення та ступенем геологічного вивчення. Отже, до двох критеріїв, за якими розподілено запаси і ресурси корисних копалин у класифікації 1983 р., додано третій – рівень техніко-економічного вивчення родовища корисних копалин та підготовленості до промислового освоєння.

Доцільність і необхідність уведення цього напряму диференціації запасів корисних копалин обумовлені ринковими умовами надрокористування, за яких потенційного інвестора насамперед цікавить рівень ефективності інвестицій у розробку родовища, надійність її техніко-економічного обґрунтування або рівень інвестиційного ризику.

Геологічне вивчення корисних копалин, згідно із Класифікацією, передбачає визначення зі зростаючою детальністю речовинного складу, кількісних і якісних характеристик, технологічних властивостей корисних копалин, геологічної будови, гідрогеологічних, гірничо-геологічних та інших умов залягання їх покладів з метою обґрунтування проектних рішень щодо способу і системи видобутку та схеми комплексної переробки мінеральної сировини.

Техніко-економічне вивчення корисних копалин передбачає визначення гірничотехнічних, географо-економічних, соціально-екологічних та інших умов розробки родовищ корисних копалин, переробки мінеральної сировини, а також умов реалізації товарної продукції гірничого виробництва з метою геолого-економічної оцінки промислового значення виявленого скупчення корисних копалин.

Техніко-економічне вивчення корисних копалин завжди супроводжує і завершує геологічне вивчення, але на практиці ступені детальності геологічного і техніко-економічного вивчення можуть значно відрізнитись.

Інвестор ГРР на свій розсуд визначає стадійність і співвідношення між ступенем геологічного й техніко-економічного вивчення корисних копалин. Інвестор може прийняти рішення детально розвідати щойно відкрите скупчення корисних копалин і навіть тимчасово на умовах ризику залучити його до експлуатації без проведення по-стадійних геолого-економічних оцінок.

Геолого-економічна оцінка є обов'язковою (ст. 45 Кодексу України про надра) тільки при переході до промислової експлуатації для визначення промислової цінності родовища, умов надання його в користування для розробки й оподаткування.

У ринкових умовах господарювання можливе існування ділянок запасів корисних копалин, що розвідані детально, але не оцінені економічно. Чинна Класифікація передбачає можливість обліку корисних копалин відповідно до реально досягнутих ступенів окремо геологічного та окремо техніко-економічного вивчення. При цьому розвідані запаси розглядають як геологічно вивчені запаси, ступінь детальності якого визначається щільністю розвідувальних перетинів, докладністю вивчення речовинного складу, технологічних властивостей корисної копалини, гірничо-геологічних умов її залягання, що визначають собівартість видобутку й переробки мінеральної

сировини, обумовлену природними умовами родовища (рентні показники родовища).

Оцінені запаси розглядають як техніко-економічно вивчені запаси, ступінь детальності якого визначається ступенем підготовленості до промислового використання, у тому числі: детальністю визначення умов і засобів розробки родовища (ділянки надр) і переробки мінеральної сировини, що визначають її собівартість, обумовлену організаційними, технічними та комерційними рішеннями. У цьому сенсі детальність техніко-економічного вивчення можна розглядати як достовірність визначення ефективності розробки запасів корисних копалин або достовірність визначення їх промислового значення.

За ступенем геологічного вивчення і достовірності ділянки корисних копалин Класифікація поділяє на: розвідані запаси, попередньо розвідані запаси, перспективні ресурси і прогнозні ресурси.

Під терміном «запаси» розуміють кількості (обсяги) корисних копалин, підраховані в межах відкритих (ідентифікованих) родовищ корисних копалин, тобто в межах ділянок корисних копалин, придатність до промислового використання яких за кількістю, якістю та умовами залягання мінеральної сировини доведено під час попередньої або детальної геолого-економічної оцінки. Отже, переведення об'єкта ГРР із категорії «прояв корисної копалини» в категорію «родовище корисної копалини» має ґрунтуватись на висновках геолого-економічної оцінки.

Межами природного родовища корисних копалин, згідно із законодавством України про надання гірничих відводів, вважають зовнішні контури підрахунку запасів покладів корисних копалин, що затверджені ДКЗ України.

За ступенем геологічного вивчення запаси корисних копалин Класифікація поділяє на дві групи: розвідані й попередньо розвідані.

До розвіданих належать запаси, вивчені з повнотою, достатньою для опрацювання проектів будівництва гірничодобувних об'єктів і об'єктів з переробки мінеральної сировини даного родовища корисних копалин або його ділянки. Підрахункові параметри розвіданих запасів визначають за даними безпосередніх вимірювань або досліджень, виконаних у межах покладів за щільною сіткою, в поєднанні з обмеженою екстраполяцією, обґрунтованою даними геологічних, геофізичних, геохімічних та інших досліджень. Розвідані запаси корисних копалин є основою для проектування і розробки родовища (покладу).

Ознаки розвіданих запасів корисних копалин з детальністю, достатньою для їх оконтурення й визначення просторових меж, наведені в інструкціях ДКЗ України із застосування Класифікації.

Попередньо розвідані запаси, згідно з Класифікацією – це запаси корисних копалин, що вивчені з повнотою, достатньою для визначення промислового значення об'єкта розвідки в цілому. Параметри попередньо розвіданих запасів корисних копалин визначають на основі екстраполяції даних безпосередніх вимірювань чи досліджень за рідкою чи нерівномірною

сіткою, але вони мають бути достатніми для правильного висновку щодо промислового значення об'єкта розвідки в цілому. Попередньо розвідані запаси є основою для обґрунтування подальшої розвідки чи дослідно-промислової розробки родовища (покладу).

Під терміном «ресурси корисних копалин», згідно з Класифікацією, розуміють кількості (обсяги) корисних копалин певного геолого-промислового типу, визначені (оцінені) як можливі для ідентифікації поза межами відкритих родовищ, але в межах продуктивних площ із відомими родовищами корисних копалин того ж геолого-промислового типу, або в межах перспективних площ, де промислові родовища ще не відкриті.

Особливе значення для визначення ресурсів корисних копалин має ступінь доведеної їхньої належності до одного з відомих геолого-промислових типів родовищ даного виду корисних копалин, на основі чого роблять висновки як про кількісні та якісні характеристики і закономірності розміщення передбачуваних родовищ корисних копалин, так і про наявність промислових технологій для їх видобутку й переробки на товарну продукцію гірничого виробництва. У звітності мінеральні прояви, для яких промислові аналоги невідомі, слід відносити до нетрадиційних потенційних джерел мінеральної сировини, які не включають до складу ресурсів корисних копалин. Кількості мінеральної сировини в нетрадиційних джерелах її видобутку або вилучення враховують потенціалом ділянок надр із даного виду мінеральної сировини, який виходить за межі Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин.

За ступенем достовірності існування, що визначається вірогідністю відкриття промислових родовищ, ресурси корисних копалин поділяють на перспективні та прогнозні.

Перспективні ресурси корисних копалин кількісно враховують можливість відкриття нових родовищ (покладів) певного геолого-промислового типу, існування яких обґрунтовується позитивною оцінкою проявів корисних копалин, геофізичних, геохімічних та інших аномалій, природа і перспективність яких доведені, в межах продуктивних площ з відомими родовищами корисних копалин того ж геолого-промислового типу. Перспективні ресурси є основою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошукових геологорозвідувальних робіт.

Прогнозні ресурси корисних копалин кількісно враховують можливість формування родовищ певного геолого-промислового типу, що ґрунтується на позитивних передумовах, установлених у межах перспективних площ, де промислові родовища ще не відкриті.

Згідно з галузевим стандартом України «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ», затвердженим наказом Комітету України з питань геології та використання надр від 31.12.1999 р. № 238, геологорозвідувальний процес на нафту і газ поділено на три етапи: регіональний, пошуковий та розвідувальний, які складаються з шести стадій ГРР, що характеризуються притаманними їм:

- нафтогазоперспективними й нафтогазоносними об'єктами робіт, що залучаються до вивчення;
- типовими комплексами видів ГРР та досліджень, що застосовуються для геологічного й іншого вивчення виділених об'єктів;
- цілями і вимогами до кінцевих результатів ГРР стадії, що включають вимоги до ступеня геологічного вивчення та підготовленості до промислового використання покладів вуглеводнів.

У процесі ГРР із підготовки запасів вуглеводнів до промислового видобутку підрахункові об'єкти родовищ характеризують за трьома рівнями геолого-економічних оцінок, які мають одну мету, але різняться за своєю детальністю.

Початкову геолого-економічну оцінку (ГЕО-3) здійснюють для обґрунтування доцільності інвестування пошуково-розвідувальних робіт на ділянках, перспективних щодо відкриття родовищ корисних копалин. Матеріали ГЕО-3 подають у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про можливе промислове значення очікуваних родовищ корисних копалин, які обґрунтовують укрупненими техніко-економічними розрахунками на основі доведеної аналогії з відомими промисловими родовищами або технічного завдання замовника ГРР. ТЕМ про доцільність інвестування подальших пошуково-розвідувальних робіт, параметри попередніх кондицій на мінеральну сировину перевіряє і схвалює замовник (інвестор) наступних пошуково-розвідувальних робіт. ГЕО-3, як правило, не передбачає розподілу запасів і ресурсів за їх балансовою належністю. Вони належать до таких, промислове значення яких невизначене.

Попередню геолого-економічну оцінку накопичення корисних копалин здійснюють з метою визначення доцільності його промислового освоєння й інвестування ГРР з розвідки і підготовки до експлуатації. ГЕО-2 супроводжується розподілом запасів корисних копалин на балансові та позабалансові на основі тимчасових кондицій на мінеральну сировину, які апробують ДКЗ або замовник (інвестор) ГРР. Апробацію попередньо оцінених запасів корисних копалин ДКЗ України проводить обов'язково для зарахування їх до Державного балансу запасів корисних копалин.

Детальну геолого-економічну оцінку (ГЕО-1) розвіданого родовища корисних копалин проводять для визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності гірничодобувного підприємства, що створюється або реконструюється, і доцільності інвестування робіт з його проектування та будівництва.

Підрахунок запасів родовищ та оцінка перспективних ресурсів нафти і газу, наявних у них компонентів проводять на визначену дату, згідно з вимогами Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, із визначенням:

- *загальних запасів* вуглеводнів та наявних у них корисних компонентів, що виявлені й підраховані на місці залягання за даними геологічного вивчення відкритих (ідентифікованих) покладів (родовищ);

- *видобувних запасів* вуглеводнів та наявних у них корисних компонентів, що є частиною загальних запасів, видобуток і використання якої економічно доцільні за умови застосування сучасних техніки і технології та дотримання вимог щодо охорони надр і природного середовища; при розподілі запасів вуглеводнів на групи згідно з промисловим значенням тільки ця частина загальних запасів належить до балансових.

За промисловим значенням запаси корисних копалин чинна Класифікація поділяє на три групи: балансові, умовно балансові й позабалансові.

- *балансові* – частина загальних запасів корисних копалин ділянок надр, для яких на момент проведення геолого-економічної оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками та (або) матеріалами фінансової звітності доведено, що коефіцієнт рентабельності продукції гірничодобувного підприємства (розрахунковий та(або) фактичний) є достатнім для економічно ефективного видобування корисних копалин на такій ділянці надр та забезпечуються високі коефіцієнти вилучення вуглеводнів із надр, максимальні: накопичений чистий грошовий потік та надходження до бюджетів і державних цільових фондів, за позитивного чистого дисконтованого грошового потоку;

- *умовно балансові* – детально вивчені запаси, ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки;

- *позабалансові* – запаси корисних копалин з ділянки надр, для яких на момент проведення геолого-економічної оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками та(або) матеріалами фінансової звітності доведено, що коефіцієнт рентабельності гірничодобувного підприємства (розрахунковий та(або) фактичний) має рівень, недостатній для економічно ефективного видобування корисних копалин на такій ділянці надр.

Серед балансових запасів за умовами видобутку й використання виділяють видобувні і дотаційні запаси за такими критеріями:

- для *видобувних запасів* – рентабельність виробничої діяльності гірничодобувного підприємства (промислу), що проектується, визначена ДКЗ, перевищує ставку рефінансування Національного банку за умови раціонального використання технічних засобів і технологій та дотримання вимог щодо охорони надр і навколишнього природного середовища;

- для *дотаційних запасів* – ефективність видобутку й використання корисних копалин гірничодобувним підприємством (промислом), що проектується, визначена ДКЗ, можлива тільки за умови надання користувачу надр податкових пільг, субсидій, дотацій або інших видів підтримки за рахунок державного чи місцевого бюджетів.

Дотаційні запаси родовищ корисних копалин обліковуються у Державному балансі корисних копалин окремо із зазначенням користувачів надр.

Згідно із законодавством, *коефіцієнт рентабельності продукції* гірничодобувного підприємства (промислу) є величиною, що дорівнює співвідношенню фінансового результату операційної діяльності й виробничої собівартості продукції з урахуванням адміністративних витрат і витрат на збут. Коефіцієнт рентабельності підприємства визначають під час державної експертизи й оцінки запасів нафтогазоносної ділянки надр і встановлюють протоколом ДКЗ України.

Запаси і ресурси корисних копалин, що характеризуються певними рівнями промислового значення і ступенями техніко-економічного та геологічного вивчення, поділяють на класи, які ідентифікують за допомогою трипорядкового коду. Так, балансові (видобувні) запаси за ступенем їх вивчення можуть належати до класів із кодами 111, 121 і 122. При цьому найважливіше значення мають запаси класу 111. Умовно балансові запаси віднесено до класу під кодом 211. Позабалансові запаси (не видобувні) належать до класів 221 і 222. Класи 331 та 332 об'єднують розвідані й попередньо розвідані запаси корисних копалин балансова належність яких не визначена (частина запасів для яких не проведені техніко-економічні розрахунки). Перспективні і прогностні ресурси належать, відповідно, до класів 333 і 334.

Чинна класифікація передбачає можливість підрахунку та обліку не тільки загальних запасів корисних копалин за наявністю їх на місці залягання (в надрах), а й балансових (видобувних), що враховують втрати відповідно до оптимальної системи розробки родовища, яка ґрунтується на по-варіантних техніко-економічних розрахунках.

За ступенем підготовленості до промислового освоєння родовища корисних копалин Класифікація поділяє на підготовлені до проведення розвідувальних робіт і підготовлені до промислового освоєння.

Облік мінерально-сировинної бази України на основі чинної Класифікації уможливорює виділення та облік під міжнародним кодом 111 детально розвіданих та оцінених балансових (видобувних) запасів корисних копалин, які становлять першочерговий інтерес для інвесторів і є реальною основою для визначення рівнів видобутку мінеральної сировини на найближчу перспективу. Накопичення й обробка інформації, щодо геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин із застосуванням міжнародно визнаних методичних підходів і принципів сприяє кращому розумінню потенціалу мінерально-сировинної бази України і залученню інвестицій для здійснення проєктів, пов'язаних із використанням надр.

Запаси корисних копалин підраховують за результатами ГРР або розробки родовищ корисних копалин. Окремо підраховують запаси корисних копалин, що належать до різних класів за рівнем їхнього промислового значення, ступенями техніко-економічного й геологічного вивчення.

Підрахункові параметри та обсяги корисних копалин визначають прямим підрахунком на основі даних опробування, вимірювань або досліджень покладів корисних копалин і вміщуючих порід. Запаси корисних копалин за їх промисловим значенням поділяють згідно з кондиціями на

мінеральну сировину, що встановлені для балансових і позабалансових запасів на основі по-варіантних техніко-економічних розрахунків. Кондиції на мінеральну сировину визначають з урахуванням раціонального використання обсягів усіх корисних копалин і компонентів у тій їх частині, яка вилучається в кінцеву товарну продукцію гірничого виробництва.

У Державному балансі запасів корисних копалин (далі – Державний баланс) обліковують запаси всіх корисних копалин, а також перспективні ресурси нафти і газу. Нові родовища і поклади зараховують до Державного балансу на основі рішень ДКЗ України щодо кількості, промислового значення, ступеня вивчення та достовірності запасів і ресурсів корисних копалин. Приростом вважаються балансові (видобувні) запаси, що за станом їх вивчення належать до класів 111, 121 і 122.

Під час підрахунку умовно балансових і позабалансових запасів визначають причини віднесення їх до цих груп (економічні, технологічні, гірничо-геологічні, правові, екологічні та ін.).

На комплексних родовищах підрахунку й обліку підлягають запаси основних і супутніх корисних компонентів. Підрахунок запасів супутніх корисних компонентів провадять в установленому порядку. Підрахунку та обліку підлягають як загальні запаси супутніх корисних компонентів, так і балансові (видобувні) та позабалансові (не видобувні). Балансові запаси супутніх корисних компонентів, що враховують втрати під час видобутку й переробки мінеральної сировини, визначають відповідно до оптимальної системи розробки родовища, яка ґрунтується на по-варіантних техніко-економічних розрахунках.

Ресурси корисних копалин оцінюють комплексно в межах перспективних ділянок до глибин, доступних для розробки за сучасного або можливого в найближчій перспективі технологічного рівня розробки родовищ. Під час оцінки враховують вимоги щодо кількості та якості корисних копалин, а також наявних у них корисних компонентів, які передбачені кондиціями для відомих аналогічних родовищ, з урахуванням можливих змін цих вимог у найближчій перспективі.

Підрахунок і облік запасів корисних копалин та кількісні оцінки їх ресурсів наводять в одиницях маси або об'єму.

За складністю геологічної будови родовища або їх ділянки, передбачені до розробки окремими гірничодобувними підприємствами, поділяють на групи:

- простої геологічної будови з непорушеним або слабопорушеним заляганням, витриманими кількісними і якісними параметрами покладів;
- складної геологічної будови з невитриманими кількісними або якісними параметрами покладів;
- дуже складної геологічної будови з мінливими та нерівномірним кількісними або якісними параметрами покладів;

Для визначення складності геологічної будови родовища (ділянки) корисних копалин використовують показники мінливості параметрів

найбільших покладів основних корисних копалин, які містять не менш як 70 % запасів мінеральної сировини.

За ступенем підготовленості до промислового освоєння виявлені родовища корисних копалин поділяють на:

- підготовлені до проведення розвідувальних робіт, включаючи дослідно-промислову розробку з метою детальної геолого-економічної оцінки запасів корисних копалин;
- підготовлені до промислового освоєння з метою видобування корисних копалин.

Відкриті родовища корисних копалин вважають підготовленими до проведення розвідувальних робіт, якщо ступені їх геологічного і техніко-економічного вивчення забезпечують можливість визначення всіх корисних копалин і компонентів, очікуваних розмірів покладів та їх геологічної будови, технологічних властивостей корисних копалин, гірничо-геологічних умов їх залягання, гірничотехнічних, екологічних та інших умов видобутку й переробки мінеральної сировини, реалізації товарної продукції з детальністю, достатньою для правильної оцінки їх промислового значення.

Розвідані родовища (ділянки) корисних копалин вважають підготовленими до промислового освоєння, якщо:

- балансові запаси основних і супутніх корисних копалин та наявних у них супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, затверджено ДКЗ;
- встановлено обсяги загальних запасів і ресурсів корисних копалин у межах родовища згідно із ступенем їх геологічного вивчення, запасів і ресурсів розміщених поряд нерозроблюваних родовищ корисних копалин, які враховують під час проектування будівництва (реконструкції) гірничодобувного підприємства для визначення можливих перспектив його розвитку, граничної глибини розробки, способу розкриття, схеми розробки покладів корисних копалин, розроблення плану розташування виробничих споруд, під'їзних шляхів, місць видалення відходів тощо;
- визначено обсяги балансових розвіданих і попередньо розвіданих запасів корисних копалин, що використовуються для проектування будівництва (реконструкції) гірничодобувного підприємства, обґрунтовано можливість їх розробки без шкоди для покладів корисних копалин, які залишаються в надрах;
- визначено й оцінено небезпечні екологічні чинники, що впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розвідки і розробки родовища, переробки мінеральної сировини, видалення виробничих відходів; розроблено раціональний комплекс заходів щодо охорони природи; визначено фонові параметри стану довкілля;
- отримано попередні погодження на спеціальне користування земельними ділянками з метою видобутку корисних копалин згідно із законодавством;

- обґрунтовано техніко-економічними розрахунками рентабельність виробничої діяльності гірничодобувного підприємства, що проектується, забезпечено узгоджену з користувачем надр ефективність капіталовкладень у розробку родовища (ділянки).

Для проектування будівництва (реконструкції) гірничодобувних і переробних підприємств використовують затверджені ДКЗ України розвідані й попередньо розвідані балансові (видобувні) запаси вуглеводнів. При цьому кількість розвіданих (достовірних) запасів має забезпечувати діяльність гірничодобувного підприємства на період повернення (окупності) капітальних вкладень у промислове освоєння родовища.

За згодою зацікавлених користувачів надр на умовах економічного ризику може бути здійснена передача для промислового освоєння родовища, запаси якого не повністю підготовлені до розробки. У цьому разі під час геологічного вивчення запасів корисних копалин, які передаються у промислове освоєння, мають бути виявлені й оцінені небезпечні екологічні чинники, пов'язані з експлуатацією родовища.

На введених у розробку родовищах проводять дорозвідку та експлуатаційну розвідку.

Дорозвідку розроблюваних родовищ виконують у недостатньо вивчених їх частинах (флангах, глибоких або верхніх горизонтах, відокремлених ділянках тощо) послідовно, згідно з планами проведення видобувних робіт.

Експлуатаційна розвідка, яка випереджає розвиток видобувних робіт, уточнює визначені геологічною розвідкою дані щодо морфології, внутрішньої будови, умов залягання і розробки покладів корисних копалин, якості мінеральної сировини за даними додаткових свердловин, які бурять перед видобувними роботами.

Експлуатаційна розвідка, яка супроводжує видобувні роботи, уточнює кількісні та якісні показники покладів корисних копалин за даними досліджень в експлуатаційних свердловинах.

За результатами виконаних робіт з дорозвідки й експлуатаційної розвідки родовищ (ділянок) корисних копалин, які розробляються, попередньо розвідані запаси переводять у розвідані, підраховують і обліковують додатково виявлені запаси. Умовно балансові та позабалансові запаси, що залучаються до розробки, переводять у балансові.

Розкриті, підготовлені й готові до видобутку запаси корисних копалин підраховують і обліковують окремо, згідно з їх промисловим значенням, ступенем геологічного і техніко-економічного вивчення.

1.3. Вимоги до комплексного вивчення нафтових і газових родовищ

Кодексом України про надра передбачено комплексне вивчення родовищ корисних копалин:

- під час геологічного вивчення надр – шляхом забезпечення повноти вивчення геологічної будови, гірничотехнічних, гідрогеологічних та інших умов розробки розвіданих родовищ, а також достовірності визначення

кількості та якості запасів усіх корисних копалин і наявних у них компонентів, проведення геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин;

- під час проектування будівництва і введення в експлуатацію гірничодобувних об'єктів – шляхом застосування систем розробки родовищ корисних копалин і технічних схем переробки (підготовки) мінеральної сировини, що забезпечують найповніше, комплексне й економічно доцільне вилучення з надр запасів корисних копалин, а також використання наявних у них компонентів.

«Вимоги до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва» опрацьовані Державною комісією України по запасах корисних копалин відповідно до положень Кодексу України про надра і затверджені її наказом від 12.11.1997 року № 95.

Класифікацією (1997) також визначені вимоги до комплексного й раціонального використання корисних копалин, що базуються на комплексному вивченні родовищ і якнайшвидшому введенні їх у промислове освоєння зі спільним видобутком основних і супутніх корисних компонентів. Комплексна розробка родовищ корисних копалин сприяє підвищенню економічного потенціалу родовищ, створенню безвідходної і маловідходної технологій виробництва, підвищенню ефективності заходів з охорони навколишнього середовища.

Залежно від форм знаходження основних корисних копалин і з урахуванням вимог, які промисловість ставить до розробки, супутні корисні копалини і компоненти поділяють на три групи.

До *першої групи* належать супутні корисні копалини, що знаходяться у підземних водах продуктивних пластів або водоносних горизонтів з підвищеними концентраціями I, Br, B, сполуками Mg, Li, K, Rb, St, інших компонентів, а також підземні води, придатні для бальнеологічних, теплоенергетичних та інших потреб.

До *другої групи* віднесено супутні корисні копалини і компоненти, які містяться в корисних копалинах і виділяються при їх видобутку (сепарації) в самостійний продукт, для нафтових покладів – це розчинений (супутній) газ, для газоконденсатних – конденсат.

До *третьої групи* належать супутні корисні копалини і компоненти, які входять до складу основних корисних копалин і виділяються з них тільки під час глибокої переробки. На багатьох родовищах нафти і бітумів такими супутніми компонентами можуть бути сірка у вигляді H_2S (сірчастого газу) та інших сірчистих сполук, V, Ti, Ni та ін. Вільний і розчинений газ містять етан, пропан, бутан, можуть містити H_2S , He, Ar, CO_2 , іноді пару ртуті (Hg). У підземних водах родовищ нафти і газу можливі I, Br, сполуки різних металів, що віднесені до корисних копалин третьої групи.

Запаси основних і супутніх корисних копалин та компонентів підраховують й обліковують по кожному покладу і родовищу окремо, за середньою їх наявністю в надрах. Прогнозні ресурси оцінюють окремо по

нафті, газу і конденсату, а також по супутніх компонентах, які містяться в основних корисних копалинах.

Відповідно до «Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженої наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 10.07.1998 р. № 46, на родовищах вуглеводнів до основних корисних компонентів віднесено нафту, газ і конденсат, до супутніх у складі основних: у нафті – сірка, ванадій, хром, кобальт, нікель; у розчиненому газі – етан, пропан, бутан, сірководень, гелій; у вільному газі – етан, пропан, бутан, сірководень, гелій, азот, у разі, якщо їх вміст перевищує мінімальні промислові концентрації, наведені в додатку 4 до Інструкції.

Супутніми корисними копалинами родовищ вуглеводнів можуть бути супутні промислові води, за очікуваного видобутку на даному родовищі не менш як 250 тис. м³. При вмісті корисного компонента, що перевищує мінімальні промислові концентрації, наведені в додатку 4 до згаданої Інструкції, він виділяється як супутній корисний компонент.

Якщо вміст корисного компонента менший від наведеного в додатку 4 до Інструкції, але згідно з техніко-економічними розрахунками супутній видобуток і реалізація товарної мінеральної сировини рентабельні, то запаси супутнього корисного компонента вважають балансовими і вони підлягають підрахунку та обліку в балансі гірничодобувного підприємства та у Державному балансі.

Мінімальні промислові концентрації супутніх корисних компонентів (додаток 4 до Інструкції) наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Мінімальні промислові концентрації супутніх корисних компонентів, запаси яких підлягають обліку

Корисна копалина	Супутній компонент	Промислова концентрація
Нафта	Сірка	0,5 %
	Ванадій	120 г/т
	Хром	
	Кобальт	
	Нікель	
Розчинений газ	Етан	3 %
	Пропан-бутан	0,9 %
	Сірководень	0,5 %
	Гелій	0,035 %
Вільний газ	Етан	3 %
	Пропан-бутан	0,9 %
	Сірководень	0,5 %
	Гелій	0,05 %
	Азот	30 %

Супутні води при очікуваному видобутку на даному родовищі у кількості не менше як 250 тис. м ³	Йод	10 мг/л
	Бром	200 мг/л
	Оксид бору	250 мг/л
	Літій	10 мг/л
	Рубідій	3 мг/л
	Цезій	0,5 мг/л
	Стронцій	300 мг/л
	Германій	0,05 мг/л
	Вольфрам	0,03 мг/л
	Магній	500 мг/л
	Калій	1000 мг/л

Підрахунок та облік запасів і ресурсів корисних копалин, основних і супутніх корисних компонентів проводять по кожному покладу і родовищу окремо, за середньою їх наявністю в надрах. Прогнозні ресурси оцінюють окремо по нафті, газу і конденсату, а також по супутніх компонентах, які містяться в основних корисних копалинах.

1.4. Застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геологічного вивчення родовищ (покладів) нафти і газу

Класифікацію запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджену постановою Кабінету Міністрів України від 5 травня 1997 р. № 432, застосовують до запасів і ресурсів нафти та газу на підставі Інструкції із застосування Класифікації до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, якою здійснено адаптацію положень Класифікації до особливостей умов залягання і розробки нафтогазоносних об'єктів надр, їх геологічного вивчення та геолого-економічної оцінки.

1.4.1. Розподіл родовищ (покладів) нафти і газу за складом основних вуглеводневих сполук, фазовим станом та умовами залягання

Нафта є природною сумішшю вуглеводневих сполук метанової, нафтенової та ароматичної груп, які в пластових і стандартних умовах перебувають у рідкій фазі. Наявні в нафті й неуглеводневі сполуки у вигляді сірчистих, азотистих, кисневих, металоорганічних комплексів. Поширеним компонентом є сірка, що міститься в нафті як у вигляді різних сполук, так і у вільному стані. В більшості нафт у пластових умовах у тій чи іншій кількості міститься розчинений газ.

За складом і фізичними властивостями нафти поділяють на низку типів. Їх типізацію провадять за груповим вуглеводневим і фракційним складом, вмістом сірки, інших неуглеводневих компонентів, асфальтенів і смол.

Груповий вуглеводневий склад відображає вміст (у відсотках за масою) трьох основних груп вуглеводнів: метанових, нафтенових та ароматичних.

Істотне значення має наявність розчинених у нафті твердих вуглеводнів – парафінів. За їх кількістю нафти поділяють на малопарафінові (до 1,5 %), парафінові (1,51–6 %) і високопарафінові (понад 6 %).

Фракційний склад відображає відносний вміст (у відсотках за масою) тих фракцій нафти, які википають під час розгонки до 350 °С, і масляних фракцій (дистилятів) із температурою кипіння понад 350 °С.

За вмістом сірки нафти поділяють на малосірчисті (до 0,5 %), сірчисті (0,51–2 %) та високосірчисті (понад 2 %); за вмісту > 0,5 % сірка в нафтах має промислове значення.

За кількістю смол нафти поділяють на малосмолисті (до 5 %), смолисті (5–15 %) та високосмолисті (понад 15 %). Концентрація рідких металів (ванадію, хрому, кобальту, нікелю та ін.) у деяких високосмолистих нафтах може сягати промислових значень (див. табл. 1.1).

Властивості нафти за стандартних умов істотно відрізняються від її властивостей у пластових умовах унаслідок впливу розчиненого газу, температури і тиску в надрах. За стандартних умов основними параметрами нафти є густина, молекулярна маса, в'язкість, температури застигання і кипіння, за пластових – тиск насичення розчиненим газом, газовміст, об'ємний коефіцієнт, коефіцієнт теплового розширення, коефіцієнт стисливості, густина і в'язкість.

Природний горючий газ є сумішшю вуглеводневих та неуглеводневих сполук і елементів, які за пластових умов перебувають у різних фазах (газоподібній, рідкій, твердій) або розчинені в нафті чи воді, за стандартних умов – тільки в газоподібній фазі. Основними компонентами газу за стандартних умов є метан та його гомологи – етан, пропан, бутан. Газ часто містить сірководень, гелій, вуглекислий газ, азот, інертні гази, іноді – ртуть.

Етан, пропан і бутани є сировиною для виробництва скрапленого газу, продукції нафтохімічної промисловості. Промислове значення має газ із вмістом (за об'ємом): етану в газі – 3 % і більше; гелію в газі, вільному і розчиненому в нафті – відповідно 0,050 і 0,035 %; сірководню – більш як 0,5 %. Якщо вміст азоту у вільному газі перевищує 30 %, можливе його промислове видобування і, відповідно, потрібен облік таких запасів.

Основними показниками властивостей газу є: молекулярна маса, густина за стандартних умов, густина відносно повітря, критичні температура і тиск, коефіцієнт стисливості, об'ємний коефіцієнт, в'язкість, здатність до гідратоутворення, теплота згоряння.

Конденсат є сумішшю переважно легких вуглеводневих сполук, які перебувають у газі в розчиненому стані за певних термобаричних умов і переходять у рідку фазу в разі зниження тиску до рівня, нижчого від тиску конденсації. Основними параметрами газу, до складу якого входить конденсат, є потенційний вміст вуглеводнів C_{5+} вищі, густина конденсату за стандартних умов і тиск початку конденсації.

Нафта і газ акумулюються в колекторах порового, кавернозного, тріщинного і змішаного типів, утворюють природні скупчення – поклади. Поклад нафту і газу – це одиничне природне скупчення нафти або газу у

надрах. Поклад може бути сформований одним або кількома пластами-колекторами з єдиною гідродинамічною системою.

Ділянка нафтогазоносних надр, з якою закономірно пов'язані один або більше покладів вуглеводнів, що за кількістю, якістю та умовами залягання придатні для промислового використання, належать до категорії родовищ вуглеводнів. Родовище може бути одно- і багатопокладовим. Природні межі родовища визначаються контурами розвіданих і попередньо розвіданих запасів.

Залежно від фазового стану за стандартних умов і складу основних вуглеводневих сполук у надрах родовища (поклади) нафти й газу поділяють на:

- нафтові, які містять нафту і розчинений у ній газ;
- газонафтові та нафтогазові (двофазові); у перших основна частина родовища (покладу) нафтова, а газова (газова шапка) займає менший об'єм, у других газова частина (газова шапка) за об'ємом перевищує нафтову;
- газові, які містять тільки газ;
- газоконденсатні, в газі яких міститься конденсат;
- нафтогазоконденсатні, які містять нафту, газ і конденсат.

Сферу використання нафти і газу визначають вимоги державних і галузевих стандартів і технічних умов до складу вуглеводнів. У стандартах визначено технологію видобутку, способи транспортування і переробки сировини, які забезпечують її комплексне використання. Промислова цінність основних і супутніх компонентів, що містяться у нафті й газі, визначається техніко-економічними розрахунками рентабельності їх видобутку і використання згідно з «Положенням про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу», затвердженим наказом ДКЗ України від 27.11.2006 р. № 316.

1.4.2. Розподіл родовищ (покладів) нафти і газу за величиною видобувних запасів та складністю геологічної будови

За величиною видобувних запасів нафтові і газові родовища поділяють на сім груп:

- 1) унікальні (понад 300 млн т нафти, понад 300 млрд м³ газу);
- 2) крупні (100-300 млн т нафти, 100-300 млрд м³ газу);
- 3) великі (30-100 млн т нафти, 30-100 млрд м³ газу);
- 4) середні (10-30 млн т нафти, 10-30 млрд м³ газу);
- 5) невеликі (5-10 млн т нафти, 5-10 млрд м³ газу);
- 6) дрібні (1-5 млн т нафти, 1-5 млрд м³ газу);
- 7) дуже дрібні (до 1 млн т нафти, до 1 млрд м³ газу).

За складністю геологічної будови, фазовим станом вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів незалежно від величини запасів родовища виділяють такі поклади вуглеводнів або експлуатаційні об'єкти:

- *прості будови*, що пов'язані з непорушеними або слабopушеними структурами; їх продуктивні пласти містять однофазовий

флюїд, характеризуються витриманістю товщин і колекторських властивостей у плані і в розрізі (коефіцієнт піщанистості $> 0,7$, коефіцієнт розчленування $< 2,6$);

- *складної будови*, що містять одно- або двофазовий флюїд, характеризуються значною мінливістю товщини і колекторських властивостей продуктивних пластів у плані і розрізі, літологічними заміщеннями колекторів на слабопроникні породи або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піщанистості $< 0,7$, коефіцієнт розчленування $> 2,6$);

- *дуже складної будови*, для яких характерні як наявність багатофазових флюїдів, літологічне заміщення, тектонічні порушення, так і невитриманість товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів.

Ступінь складності геологічної будови родовищ встановлюють за відповідними характеристиками основних покладів, які вміщують основну частину (понад 70 %) запасів родовищ.

1.4.3. Розподіл запасів і ресурсів нафти та газу за ступенем їх техніко-економічного вивчення

За ступенем техніко-економічного (технологічного) вивчення запаси й ресурси вуглеводнів поділяють на три групи.

До першої групи належать розвідані запаси нафти, газу, супутніх корисних копалин і компонентів, на базі яких проведено детальну геолого-економічну оцінку (ГЕО-1) ефективності їх промислового освоєння. Матеріали ГЕО-1, позитивно оцінені Державною комісією України по запасах корисних копалин, є для інвестора основним документом, що обґрунтовує економічну доцільність фінансування робіт з розробки проектів будівництва нафтогазодобувного підприємства.

Відповідно до Класифікації, детально оцінені за ступенем техніко-економічного (технологічного) вивчення запаси вуглеводнів, позначаються тризначним кодом класу виду **x11**, у тому числі для балансових запасів – 111, для умовно балансових – 211.

Прикладом детально техніко-економічно оцінених балансових (видобувних) запасів, що відповідають класу 111, можуть бути запаси вуглеводнів, визначені методом матеріального балансу, пластову вуглеводневу систему яких вивчено детально, визначено всі параметри покладу і вуглеводнів відповідно до правил, встановлених для дослідно-промислової або промислової розробки вуглеводнів.

До другої групи входять розвідані й попередньо розвідані запаси, на базі яких виконано попередню геолого-економічну оцінку їх промислового значення (ГЕО-2). Матеріали ГЕО-2 у формі техніко-економічної доповіді (ТЕД) апробує Державна комісія України по запасах корисних копалин.

Відповідно до Класифікації, запаси вуглеводнів, попередньо оцінені за ступенем техніко-економічного та технологічного вивчення, позначають тризначним кодом класу виду **x2x** із цифрою 2 у другому порядку.

Прикладами попередньо оцінених за ступенем техніко-економічного (технологічного) вивчення запасів можуть бути: а) балансові запаси

вуглеводнів коду класу 121, ще не вивчені за методом матеріального балансу, з не повністю вивченою пластовою вуглеводневою системою, не визначеною динамікою зміни пластового тиску та іншими обов'язковими параметрами під час виконання пробної експлуатації свердловини; б) балансові запаси вуглеводнів коду класу 122, на базі яких проведено випробування в окремій свердловині й отримано позитивні результати, але ще не проведено пробної експлуатації свердловини, не вивчено фільтраційно-ємнісних та інших пластових параметрів; в) позабалансові запаси вуглеводнів класів 221, 222;

До третьої групи належать запаси, а також ресурси вуглеводнів, на базі яких проведено початкову геолого-економічну або експертну оцінку (ГЕО-3), але промислове значення виявлених кількостей вуглеводнів залишається невизначеним. Матеріали ГЕО-3 у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) схвалює замовник (інвестор ГРР) або ДКЗ України.

Відповідно до Класифікації, початково оцінені за ступенем геолого-технологічного вивчення запаси і ресурси вуглеводнів із невизначеним промисловим значенням позначають кодом класу виду **33x** із цифрою 3 у першому й другому порядках.

Прикладами початково оцінених запасів і ресурсів вуглеводнів із невизначеним промисловим значенням можуть бути: а) запаси з невизначеним промисловим значенням, що залучаються для прогнозування розробки за аналогією з відомим родовищем і позначаються кодом класу 332; б) ресурси, що залучаються до розгляду для прогнозування розробки за аналогією з відомим родовищем і позначаються кодами класів 333 і 334.

1.4.4. Розподіл запасів і ресурсів нафти та газу за промисловим значенням (економічною доцільністю, умовами соціально-екологічної доступності)

За промисловим значенням запаси нафти, газу і конденсату та наявні в них корисні компоненти поділяють на облікові групи, що наведені нижче.

Балансові запаси – запаси вуглеводнів ділянок надр, для яких на момент проведення геолого-економічної оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками та (або) матеріалами фінансової звітності доведено, що коефіцієнт рентабельності продукції гірничодобувного підприємства (розрахунковий та (або) фактичний) достатній для економічно ефективного видобування корисних копалин на такій ділянці надр.

Балансові (нормально економічні за класифікацією ООН) запаси вуглеводнів на момент підрахунку згідно з техніко-економічними розрахунками можна ефективно видобути й використати за умов застосування сучасної техніки і технології видобутку та переробки вуглеводневої сировини, що забезпечують дотримання вимог раціонального використання надр і охорони навколишнього природного середовища. Згідно з Класифікацією, балансові запаси за промисловим (економічним) значенням позначають тризначним кодом із цифрою 1 у першому розряді – **1xx**. Цифри

другого і третього розрядів коду можуть мати інші значення, залежно від ступенів техніко-економічного й геологічного вивчення.

Серед балансових запасів за умовами видобутку і використання виділяють видобувні й дотаційні запаси за критеріями, наведеними у Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр.

Прикладами балансових (видобувних) запасів можуть бути такі: а) запаси, підтверджені методом матеріального балансу – належать до класу 111 у межах зони дренування свердловини при дослідно-промисловій розробці; б) запаси, залучені в пробну розробку – належать до класу 121 в радіусі до 500 м; в) запаси, випробувані в окремій свердловині – належать до класу 122 (площа обмежена колом, радіус якого дорівнює подвоєній відстані між експлуатаційними свердловинами). Без позитивних результатів дослідно-промислової або пробної розробки запаси вуглеводнів не можна віднести до групи балансових запасів.

Умовно балансові запаси – детально вивчені запаси, ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не можна однозначно визначити через низьку рентабельність (маржинальні), а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин (технічних, екологічних, соціальних) не можуть бути використані на момент оцінки. Умовно балансові запаси (обмежено економічні) виділяють тільки під час детальної геолого-економічної оцінки або розробки родовища (ділянки) корисних копалин і використовують як найближчий резерв для приросту балансових запасів.

Згідно з Класифікацією, умовно балансові запаси вуглеводнів позначають тризначним кодом – 211. Цифри другого і третього розрядів коду вказують на те, що запаси техніко-економічно й геологічно вивчені детально.

Прикладом умовно балансових запасів можуть бути наведені запаси класу 211, що детально вивчені раніше, але через віднесення територій до площі сучасних заповідників або під забудову житловими комплексами не можуть бути залучені в розробку існуючими технологіями.

Позабалансові запаси – запаси вуглеводнів ділянки надр, для яких на момент проведення геолого-економічної оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками та (або) матеріалами фінансової звітності доведено, що коефіцієнт рентабельності гірничодобувного підприємства (розрахунковий та (або) фактичний) має рівень, недостатній для економічно ефективного видобування корисних копалин на такій ділянці надр.

До позабалансових (потенційно економічних) належать запаси корисних копалин, видобуток і використання яких економічно недоцільні, але в майбутньому вони можуть стати об'єктом промислового значення.

Згідно з Класифікацією, клас позабалансових запасів позначають тризначним кодом – 221 або 222 залежно від ступеня геологічного вивчення.

Прикладом позабалансових запасів можуть слугувати запаси класів 221 чи 222, розробка яких згідно з техніко-економічними розрахунками економічно недоцільна, але в майбутньому вони можуть стати об'єктом промислового значення за умови реального зростання ціни вуглеводнів на

ринку або освоєння нових технологій видобутку нафти і газу. Запаси вуглеводнів окремих покладів (об'єктів розробки) відносять до групи позабалансових виключно на підставі обов'язкових техніко-економічних розрахунків. Позабалансові за результатами техніко-економічних розрахунків запаси окремих покладів додатково позначають індексом категорії розвіданості $C_{1пзб}$ або $C_{2пзб}$.

До позабалансових належать також залишкові (невидобувні) запаси покладів, які позначають відповідним кодом класу – 221 або 222 як такі, що в майбутньому можуть стати об'єктом промислового значення у разі зростання ціни вуглеводнів на ринку або застосування нових технологій розробки.

Запаси з невизначеним промисловим значенням – запаси вуглеводнів, відносно яких виконано тільки початкову геолого-економічну оцінку або експертну оцінку з використанням припущених технологічних та економічних вихідних даних.

Згідно з Класифікацією, запаси з невизначеним промисловим значенням (можливо економічні) позначають кодами класів 331 чи 332 залежно від ступеня геологічного вивчення (розвідані або попередньо розвідані).

Прикладами запасів з невизначеним промисловим значенням можуть бути поклади, вивчені тільки методами геофізичних досліджень свердловин (ГДС), але не випробувані, а також частини покладів, що знаходяться на значній відстані від випробуваних свердловин (поза межами нафтогазоносною площі, екстрапольованої на подвоєну відстань між експлуатаційними свердловинами запасів класу 122).

1.4.5. Розподіл запасів і ресурсів нафти та газу за ступенем геологічного вивчення

За ступенем геологічного вивчення запаси вуглеводнів поділяють на дві групи: розвідані запаси і попередньо розвідані запаси.

Розвідані запаси вуглеводнів – це обсяги нафти і газу в надрах, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для складання проектів розробки й облаштування родовищ. Основні параметри розвіданих запасів, які зумовлюють проектні рішення з видобутку і підготовки вуглеводневої сировини та охорони навколишнього природного середовища, визначають за даними безпосередніх вимірювань чи досліджень, які виконано в межах покладів за щільною сіткою в поєднанні з обмеженою екстраполяцією, обґрунтованою даними геологічних, геофізичних, геохімічних та інших досліджень. Розвідані запаси є підставою для проектування будівництва видобувного підприємства і проведення промислової розробки родовища (покладу).

Тип, форму і розміри покладу, умови залягання пластів-колекторів, які містять нафту і газ, встановлюють за результатами буріння пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин, вони визначені для даного району методами геологічних і геофізичних досліджень. Літологічний склад,

тип колектора, колекторські властивості, нафто- й газонасиченість, коефіцієнт витіснення нафти, ефективна нафто- і газонасичена товщина продуктивних пластів вивчені за керном та матеріалами геофізичних досліджень свердловин. Склад і властивості нафти, газу, конденсату в пластових і стандартних умовах вивчені за даними випробовування свердловин. Промислову цінність нафтової облямівки газонафтових покладів, а також продуктивність свердловин, гідропровідність і п'єзопровідність покладу, пластові тиски, температури, дебіти нафти, газу і конденсату, робочі депресії, зміни дебітів у часі та природні режими вивчено за результатами випробувань і дослідно-промислової або промислової розробки. Гідрогеологічні умови встановлено за результатами буріння свердловин та аналогією з сусідніми розвіданими родовищами. Площа розвіданих запасів охоплює ділянки родовища, розбурені експлуатаційними свердловинами згідно з проектом розробки, а також ділянки, розбурені згідно з технологічною схемою розробки та ділянки пошукових і розвідувальних свердловин, на яких завершені роботи з дослідно-промислової розробки.

Розвідані запаси підраховують на розвіданих і розроблюваних родовищах (покладах) за умови вивченості типу, форми, розмірів покладу, ефективної нафтогазонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських і нафтогазовіддавальних властивостей, нафтогазонасиченості продуктивних пластів, складу і властивостей нафти, газу й конденсату в пластових і стандартних умовах, а також основних особливостей покладу, що визначають умови його розробки, екологічних та інших параметрів, достатніх для складання проектів облаштування і промислової розробки родовищ.

Зовнішній контур розвіданих запасів визначається межами зон дренавання вуглеводнів, встановленими за даними свердловин, які під час дослідно-промислової розробки дали сталі промислові припливи. За відсутності таких даних для розрахунків радіус зони дренавання має не перевищувати 500 м. Продуктивні свердловини, в яких не проведено дослідно-промислової розробки, можуть включатися в контур розвіданих запасів, якщо вони є внутрішніми відносно нього.

Згідно з Класифікацією, запаси, що за ступенем геологічного вивчення віднесені до розвіданих, позначають цифрою 1 у третьому розряді коду класу – **xx1**. Залежно від промислового значення та ступеня техніко-економічного вивчення, що визначаються першим і другим розрядами коду, розвідані запаси позначають кодами класів 111, 121, 221, 211, 331.

Прикладами розвіданих запасів можуть бути запаси класу 111, що знаходяться у промисловій або дослідно-промисловій розробці, вивчені методом матеріального балансу, в межах яких детально вивчено пластову вуглеводневу систему, всі параметри покладу та вуглеводнів згідно з нормативними правилами розробки, а також запаси класу 121, що залучені в пробну розробку, але ще не вивчені методом матеріального балансу, не вивчена детально їхня пластова вуглеводнева система, динаміка зміни пластового тиску та інші обов'язкові параметри. До класу 221 належать

розвідані позабалансові запаси вуглеводнів, попередньо оцінені за ступенем техніко-економічного вивчення; до класу 331 – розвідані запаси вуглеводнів з невизначеним промисловим значенням, що початково оцінені за ступенем техніко-економічного вивчення.

Розвідані запаси вуглеводнів, що ідентифікуються цифрою 1 у третьому розряді коду класу чинної Класифікації, для детальнішого обліку і управління видобувними запасами вуглеводнів під час розробки, поділяють на категорії розвіданості А, В, С₁, що за змістом відповідають категоріям А, В, С₁ Класифікації 1983 року.

До категорії А належать запаси покладу вуглеводнів (його частини) вивчені з детальністю, яка забезпечує повне визначення типу, форми і розмірів покладу, ефективної нафто- і газонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських властивостей, нафтогазонасиченості продуктивних пластів, складу і властивостей нафти, газу і конденсату, а також інших особливостей покладу, від яких залежать умови його промислової розробки (режим роботи, продуктивність свердловин, пластові тиски, дебіти нафти, газу, конденсату, гідропровідність, п'єзопровідність та ін.).

До категорії В належать запаси покладу (його частини), нафтогазонасиченість якого встановлена на підставі отриманих промислових припливів нафти чи газу у свердловинах на різних гіпсометричних позначках. Тип, форма і розмір покладу, ефективна нафто- і газонасичена товщина, тип колектора, характер зміни колекторських властивостей, нафто- і газонасиченість продуктивних пластів, склад і властивості нафти, газу і конденсату в пластових і стандартних умовах, а також інші параметри й особливості покладу, що визначають умови його розробки, вивчені з повнотою достатньою для виконання проекту розробки покладу.

До категорії С₁ належать запаси покладу (його частини), нафтогазонасиченість якого встановлена за результатами випробування свердловин із припливами нафти або газу та дослідно-промислової розробки, а також геологічних і геофізичних досліджень у невивчених свердловинах. Запаси категорії С₁ слід вивчити з детальністю, яка забезпечить отримання вихідних даних для економічного обґрунтування доцільності подальших робіт з організації промислової розробки.

Попередньо розвідані запаси вуглеводнів – це група запасів нафти, газу та супутніх компонентів, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні та інші умови залягання яких у надрах вивчені з повнотою, достатньою для техніко-економічного обґрунтування промислового значення родовища. Основні параметри попередньо розвіданих запасів нафти і газу, що впливають на вибір способів видобутку й підготовки вуглеводневої сировини, оцінюють переважно на підставі екстраполяції даних безпосередніх вимірювань чи досліджень у свердловинах, розміщених в межах родовища за рідкою або нерівномірною сіткою. Екстраполяція обґрунтовується доведеною аналогією з розвіданими родовищами (покладами), а також даними геологічного, геофізичного та іншого вивчення

надр. Попередньо розвідані запаси нафти і газу є основою для обґрунтування доцільності подальшої розвідки та дослідно-промислової розробки.

Попередньо розвідані запаси підраховують:

- на частково розвіданих родовищах (покладах) за умови отримання в одній чи кількох свердловинах припливів нафти або газу, в тому числі випробувачем пластів, і позитивних результатів геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах. Площа підрахунку запасів кожного покладу на структурній основі обмежується рівнем нижньої відмітки його підшви за наявності безводного припливу або за відміткою контактів;

- на розміщених гіпсометрично вище нерозвіданих ділянках, які за відсутності тектонічних порушень безпосередньо прилягають до ділянок із розвіданими запасами; їх площу екстраполюють від свердловин, що дали продукцію, на відстань, яка відповідає подвоєному інтервалу між експлуатаційними свердловинами, передбаченій технологічними схемами, проектами дослідно-промислової розробки для аналогічних покладів; усі інші параметри приймають за аналогією з сусідніми розвіданими ділянками або визначають за допомогою екстраполяції;

- на нових площах у разі отримання промислового припливу нафти чи газу в одній пошуковій свердловині. У цьому разі параметри підрахунку запасів визначають за даними її випробування, результатами аналізу керн і промислових досліджень. В апікальній частині структури площу підрахунку запасів обмежують колом, радіус якого дорівнює подвоєній відстані між експлуатаційними свердловинами, прийнятій у даному районі для аналогічних родовищ; якщо свердловина розкрила продуктивний пласт на його зануренні, то площу цього круга обмежують з боку занурення контактом нафта–газ–вода, а за його відсутності – горизонтальною площиною на рівні найнижчої позначки інтервалу встановленої продуктивності.

Тип, форма і розміри покладу, умови залягання пластів-колекторів мають бути встановлені за результатами буріння свердловин і геофізичних досліджень. Літологічний склад, тип колектора, колекторські властивості, нафтогазонасиченість, коефіцієнт витіснення нафти, ефективна нафтогазонасичена товщина продуктивних пластів мають бути вивчені за керном і матеріалами геофізичних досліджень у свердловинах. Склад і властивості нафти, газу й конденсату в пластових і стандартних умовах мають бути вивчені за даними випробування свердловин. Продуктивність свердловин, гідропровідність, п'єзопровідність пласта, пластові тиски, температура, дебіти нафти, газу і конденсату мають бути вивчені за результатами випробування й дослідження свердловин, гідрогеологічні умови – за результатами буріння свердловин та аналогією з сусідніми розвіданими родовищами.

Згідно з Класифікацією, попередньо розвідані запаси за ступенем геологічного вивчення позначають кодом класу – **xx2** із цифрою 2 у третьому розряді. Залежно від рівня промислового значення та ступеня техніко-

економічного вивчення попередньо розвідані запаси позначають кодами класів 122, 222, 332.

До попередньо розвіданих запасів вуглеводнів належать запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого визначена за результатами випробування пластів і дослідження свердловин (частина свердловин може бути випробувана випробувачем пластів) та геологічних і геофізичних досліджень. До їх числа входять також запаси нерозвіданих частин покладів, що прилягають до ділянок із розвіданими запасами з боку підняття пласта.

За ступенем геологічного вивчення ресурси нафти і газу поділяють на дві групи: перспективні та прогнозні.

Перспективні ресурси – це обсяги нафти і газу, що пов'язані з об'єктами, підготовленими до глибокого буріння, кількісно оцінені за результатами геологічного, геофізичного, геохімічного та іншого вивчення ділянок надр у межах продуктивних площ з відомими родовищами нафти і газу певного геолого-промислового типу. Перспективні ресурси враховують можливість відкриття нових родовищ (покладів) нафти і газу того самого геолого-промислового типу, існування яких обґрунтовується позитивною оцінкою проявів вуглеводнів у геофізичних та інших аномаліях, природа і перспективність яких доведена. Кількісні оцінки параметрів прогнозних родовищ (покладів) нафти і газу визначають на підставі інтерпретації геологічних, геофізичних та інших даних, а також статистичної аналогії. Перспективні ресурси є підставою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошукових робіт. Їх виділяють у межах перспективних ділянок надр нафтогазоносного району, які підготовлені до глибокого буріння й оконтурені перевіченими для даного району методами геологічних, геофізичних досліджень. Ресурси категорії С₃ можуть бути пов'язані з пластами, продуктивність яких встановлена на відомих родовищах району; на флангах відомих родовищ – із невипробуваними або нерозкритими бурінням зануреними частинами покладів, що прилягають до запасів вищих категорій.

Згідно з Класифікацією, перспективні ресурси позначають кодом класу 333. Їх прикладами можуть бути перспективні ресурси класу 333 об'єкта, підготовленого детальними сейсмічними роботами до пошукових робіт, а також частини покладів родовища, що прогнозуються нижче границі встановленої продуктивності (НГВП).

Перспективні ресурси належать до категорії С₃.

Прогнозні ресурси – це об'єми вуглеводнів (нафти і газу), які враховують потенційну можливість формування родовищ певних геолого-промислових типів на підставі позитивних стратиграфічних, літологічних, тектонічних та інших передумов, встановлених у межах перспективних площ, де родовища ще не відкриті. Кількісну оцінку прогнозних ресурсів визначають на підставі припущених параметрів за аналогією з тими продуктивними площами, де є відкриті родовища нафти і газу того ж самого геолого-промислового типу. Прогнозні ресурси нафти і газу включають дві

категорії за ступенем достовірності існування родовища (покладу) вуглеводнів – Д₁ і Д₂.

До категорії Д₁ належать прогнозні ресурси літолого-стратиграфічних комплексів, оцінені в межах регіональних структур із доведеною нафтогазоносністю. Прогнозні ресурси нафти і газу категорії Д₁ кількісно оцінюють за результатами регіональних геохімічних, геологічних, геофізичних досліджень і за аналогією з розвіданими родовищами в межах оцінюваного регіону.

До категорії Д₂ належать прогнозні ресурси нафти і газу тих літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінені в межах значних структур, нафтогазоносність яких не доведена. Перспективи нафтогазоносності цих комплексів прогнозують на підставі даних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень. Прогнозні ресурси цієї категорії кількісно оцінюють за передбачуваними параметрами на підставі загальних геологічних уявлень та за аналогією з іншими, більш вивченими регіонами, де наявні розвідані родовища нафти і газу.

Згідно з Класифікацією, прогнозні ресурси категорій Д₁ і Д₂ позначають кодом класу 334. Їх прикладом можуть бути прогнозні ресурси класу 334, пов'язані з тектонічним підняттям, виявленим за результатами регіональних сейсмічних робіт.

Ресурси вуглеводнів (перспективні і прогнозні), кількісна та економічна оцінки яких проводяться за припущеними параметрами в повному обсязі (загальні ресурси), належать до обсягів вуглеводнів у надрах, промислове значення яких не визначене. Ці обсяги вуглеводнів відповідно до міжнародних підходів використовують для обліку кількості ресурсів, які можуть бути *метою* пошуків. Для визначення економічної доцільності подальших пошукових і прогнозно-пошукових робіт та розрахунку їх промислового значення при складанні початкової геолого-економічної оцінки (ТЕМ) у загальних ресурсах можна виділяти їх видобувну частину. Цю частину ресурсів використовують тільки на галузевому рівні для підприємств, які проводять пошукові ГРР.

1.4.6. Вимоги до робіт з геологічного вивчення нафтогазоносних ділянок надр

Ступінь детальності геологічного вивчення нафтогазоносних ділянок надр (перспективних площ, покладів і родовищ) обумовлений завданням ГРР на кожній стадії (етапі) їх виконання, а також наявними природними та іншими умовами для забезпечення раціонального комплексування методів і технологічних засобів ГРР на нафту і газ, включаючи умови з охорони надр і навколишнього середовища.

Підставою для проведення пошукового буріння на площі є наявність тектонічної структури (пастки), підготовленої до буріння апробованим для даного нафтогазоносного району комплексом геолого-геофізичних досліджень, із кількісною оцінкою перспективних ресурсів вуглеводнів у надрах.

Розміщення свердловин на площі здійснюють згідно з проектом пошукових робіт та відповідною геолого-економічною оцінкою ефективності інвестицій.

На нових родовищах нафти і газу, а також на виявлених покладах уже відомих родовищ за даними глибокого буріння вивчають геологічну будову об'єкта, оцінюють продуктивність розрізу, попередньо оцінюють площі покладів, визначають основні природні чинники, що впливають на вибір методики подальших робіт.

Для кожної нафтогазоносної ділянки надр, що є об'єктом користування надрами, на підставі комплексного аналізу геологічної та геофізичної інформації і показників геолого-економічної оцінки ефективності витрат, обґрунтовують обсяги ГРР.

Кількість, система розміщення та послідовність буріння розвідувальних свердловин мають забезпечити отримання надійних даних для встановлення будови продуктивних пластів, закономірностей зміни їхніх товщин, колекторських властивостей, характеру насичення нафтою, газом і водою, а також особливостей тектоніки родовища та його будови передусім у «критичному» напрямку, де градієнт зміни параметрів найбільший.

Відстані між розвідувальними свердловинами, для детального вивчення покладу вуглеводнів, оцінювання його об'єму та підготовленості об'єкта для промислового освоєння визначають виходячи з розмірів покладу і складності його геологічної будови.

Системи розміщення розвідувальних свердловин для нафтогазових, газонафтових і нафтогазоконденсатних покладів мають враховувати необхідність обов'язкового оцінювання промислового значення як нафтової, так і газової частин цих покладів.

У зв'язку зі складністю проведення й високою вартістю робіт пошуки і розвідку родовищ нафти та газу, розміщених у межах континентального шельфу виключної (морської) економічної зони України, здійснюють за допомогою розрідженої мережі свердловин із попереднім виконанням на площі високоточних детальних сейсмозвідувальних робіт та з довивченням родовища в процесі його розробки.

Під час розвідки родовищ глибина, спосіб буріння і конструкція свердловин визначаються в кожному конкретному випадку проектом розвідки. Конструкція свердловин має забезпечити екологічну безпеку, якісне розкриття продуктивних горизонтів, можливість проведення повного комплексу геофізичних досліджень, випробування на приплив рідини і газу як у відкритому стволі, так і в колоні, гідродинамічних досліджень і відбирання глибинних проб.

Під час буріння пошукових і розвідувальних свердловин відбір керн з перспективних на нафту і газ та нафтогазонасичених відкладів проводять у кожній свердловині в кількості, що забезпечує вивчення літологічних особливостей, фізичних властивостей колекторів і непроникних прошарків по площі й розрізу та дає змогу надійно інтерпретувати матеріали геофізичних досліджень свердловин. Норми відбору, винос керн й

детальність його лабораторних досліджень регламентує чинна «Інструкція з відбору, документації, обробки, зберігання, скорочення та ліквідації керна свердловин колонкового розвідувального буріння».

У проекті слід передбачати суцільний відбір керна з продуктивного пласта і відбір зразків порід для лабораторних досліджень через кожні 0,1–0,25 м товщини пласта, застосовувати промивальні рідини на безводній основі для підвищення інформативності керна, збереження природних фільтраційно-ємнісних властивостей у навколосвердловинній зоні пласта.

По кожній розвідувальній свердловині проводять комплекс досліджень, необхідних для підрахунку запасів, а саме:

- детальне вивчення керна для визначення літологічних і петрографічних особливостей, мінерального складу, типу цементу порід-колекторів, їх ємнісних, фільтраційних властивостей в обсязі, що достатній для побудови залежностей між ємнісними, фільтраційними і нафтогазовіддавальними властивостями в цілому діапазоні їх зміни в покладі (експлуатаційному об'єкті), а також фільтраційних властивостей покришок продуктивних пластів;

- раціональний комплекс геофізичних досліджень у свердловинах, за даними яких здійснюють літологічне розчленування розрізу, виділення продуктивних пластів, визначення їх товщин і глибини залягання – загальної і нафтогазонасиченої ефективних товщин продуктивних пластів у межах нафтової, водонафтової, газонафтової, газової й газоводяної зон; положення абсолютних відміток водонафтового, газоводяного, газонафтового контактів – відкритої пористості, проникності, нафтогазонасиченості порід-колекторів;

- комплекс спеціальних геофізичних досліджень у свердловинах на кожному об'єкті, з якого отримано припливи нафти, газу, конденсату – термометрія (в тому числі високочутлива), дебітометрія, резистивіметрія, інші методи з визначення інтервалів припливів вуглеводнів і положення контактів газ–нафта–вода;

- комплекс газогідродинамічних досліджень для вивчення фільтраційно-ємнісної характеристики колекторів «працюючих» частин продуктивних пластів, положення контактів газ–нафта–вода;

- дослідно-промислову експлуатацію продуктивних свердловин з метою достовірного визначення природного режиму, початкових робочих дебітів нафти, газу і конденсату, робочої депресії, вивчення можливостей підвищення ефективності режиму роботи покладу й отримання інших додаткових матеріалів для підрахунку запасів згідно з проектом робіт.

У свердловинах провадять роздільне випробування на приплив нафто-, газоводонасичених пластів за різних режимів роботи для визначення характеру насичення, положення контактів газ–нафта–вода, повної газоконденсатної характеристики, статичних рівнів, пластових і вибійних тисків, пластових температур, а також відбір глибинних проб нафти (не менш як дві з кожного підрахункового об'єкта). У разі значної літологічної мінливості й великої товщини продуктивного пласта проводять роздільне випробування інтервалів із різними геофізичними характеристиками.

Щоб отримати експлуатаційну характеристику покладів, які мають промислове значення, провадять поінтервальні випробування на приплив і гідродинамічні дослідження окремих об'єктів, що знаходяться на різних гіпсометричних рівнях, у різних частинах площі. Для визначення максимально можливих дебітів нафти або газу випробування ведуть в окремих свердловинах одночасно по всій товщині продуктивного пласта.

У разі отримання малих дебітів провадять роботи з інтенсифікації припливів нафти і газу, визначення оптимальних динамічних рівнів при відборі рідини.

Визначення наявності гідродинамічного зв'язку нафтогазовміщуючих пластів встановлюється згідно з вимогами «Інструкції з гідродинамічних досліджень пластів і свердловин» (ВНДІнафта, 1982).

Продуктивні свердловини незалежно від їх дебіту проходять стадію дослідно-промислової експлуатації відповідно до прийнятого проекту в обсягах, які не завдають шкоди покладу і дають можливість надійно визначити його природний режим і характеристику продуктивності свердловини у часі.

Під час проведення випробування необхідно дотримуватися комплексу заходів щодо охорони навколишнього середовища й утилізації відходів, погодженого в установленому порядку.

У процесі дослідження відібраних проб нафти, газу та конденсату мають бути визначені:

- для нафти, приведеної до стандартних умов методом розгазування – фракційний і груповий склад, у пластових умовах – компонентний склад (у відсотках за масою) – вміст силікагелевих смол, масел, асфальтенів, парафінів, сірки, металів; в'язкість і густину, тиск насичення нафти газом, розчинність газу в нафті, газовміст, зміни об'єму, густини і в'язкості нафти в пластових умовах, температури застигання і початку кипіння, коефіцієнти пружності нафти; нафту досліджують за глибинними пробами, а в разі доведення неможливості їх відбору – за рекомбінованими пробами пластової нафти; з метою вивчення товарних властивостей нафти належить відбирати і досліджувати спеціальні проби на радіоактивність шляхом вимірювання її на поверхні;

- для газу (вільного і розчиненого в нафті) – густину за повітрям, теплоту згоряння, вміст (у молярних частках, %) – метану, етану, пропану, бутанів, вуглеводнів C_{5+} вищих, а також гелію, сірководню, вуглекислого газу, азоту (склад розчиненого в нафті газу визначають за складом газу, який виділяється у процесі розгазування глибинних проб нафти);

- для конденсату (стабільного) – фракційний та груповий склад, вміст парафіну, сірки, густину і в'язкість за стандартних умов, тиск початку конденсації.

Для оцінки промислового значення компонентів, які містяться в нафті, газі та конденсаті (етан, пропан, бутан, сірка, гелій, метали), належить враховувати «Вимоги до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого

виробництва» (ДКЗ, 1997).

У складі нафти, газу і конденсату належить визначити наявність і вміст компонентів, які шкідливо впливають на обладнання під час видобутку, транспортування й переробки нафти і газу (корозійна агресивність до металу та цементу, випадання парафіну, сірки, солей, механічних домішок та ін.).

У разі отримання зі свердловин припливів підземних вод слід визначати хімічний склад підшовних і крайових підземних вод, вміст у них йоду, бромю, магнію, калію, літію, рубідію, цезію, стронцію, германію та інших компонентів, а також склад розчиненого у воді газу, дебіти води, температуру, тиск, коефіцієнт пружності вод, газовміст та інші показники для визначення доцільності проведення спеціальних ГРР з метою оцінювання запасів підземних вод, визначення можливості використання їх для видобування корисних компонентів або для теплоенергетичних, бальнеологічних чи інших потреб.

У процесі розробки покладу в свердловинах, що дали припливи води за контуром нафто- і газоносності (і залишені як спостережні), мають бути проведені систематичні спостереження за зміною пластового тиску. Гідродинамічну характеристику і хімічний склад підземних вод родовищ слід порівнювати з аналогічними даними інших родовищ району. З урахуванням цього порівняння слід оцінити ймовірні області живлення і розвантаження, величини і напрямки зміни напорів вод, характер зміни хімічного складу підземних вод.

У газових і газоконденсатних покладах масивного, масивно-пластового й багатопластового типів зі значною загальною товщиною пластів-колекторів, які характеризуються різними пористістю та проникністю, потрібно також оцінювати запаси газу в слабопроникних колекторах, які можуть бути видобуті у процесі розробки.

Для розвіданих родовищ складають структурні карти по основних продуктивних пластах, карти однакових товщин продуктивних пластів розрізу, карти пористості (якщо різниця величин пористості пластів між свердловинами становить не менш як 10 %), карти питомих нафтогазонасичених об'ємів для масивних і масивно-пластових покладів, геологічні розрізи, схеми кореляції колекторів масштабу 1 : 500, інші документи, що мають дати достатньо докладне уявлення про закономірності поширення і залягання продуктивних пластів, особливості будови природного резервуара, склад нафти, газу і води, пластовий тиск і температуру.

На структурні карти наносять усі пробурені свердловини і ті, що будуються. Масштаби карт (як правило 1 : 5000–1 : 25 000) і розрізів визначаються розмірами родовищ, складністю їх геологічної будови, мінливістю колекторських властивостей продуктивних пластів.

Під час підготовки родовища (покладу) до розробки визначають структурні й літологічні особливості продуктивних пластів, їх загальні та ефективні товщини, колекторські, нафтовіддавальні властивості, нафтогазонасиченість, зміну цих параметрів у плані й розрізі, положення

контактів газ–нафта–вода, промислове значення газової шапки або нафтової облямівки, робочі дебіти нафти, газу і конденсату, пластовий тиск, тиск насичення, тиск початку конденсації, коефіцієнт витіснення нафти водою, фізико-хімічні властивості нафти, газу, конденсату, пластової води, інші параметри за результатами лабораторних робіт, випробування, дослідно-промислової розробки і дослідження свердловин.

У районі розвіданого родовища потрібно оцінити джерела питного і технічного водопостачання для забезпечення потреб майбутнього підприємства з видобутку нафти та газу. Ці дані можна використати в подальших спеціальних геологорозвідувальних, гідрогеологічних та дослідницьких роботах.

На розроблюваних родовищах нафти і газу, в тому числі тих, що знаходяться на стадії дослідно-промислової розробки, обов'язково слід проводити довивчення покладів експлуатаційними, а в разі потреби – розвідувальними свердловинами, а саме:

- детальне і комплексне вивчення керна з метою уточнення літологічних особливостей, мінерального складу, фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів продуктивного пласта й порід-покришок;
- геофізичні дослідження свердловин, раціональний комплекс яких визначають відповідно до поставлених завдань і конкретних геолого-геофізичних умов;
- комплекс гідродинамічних досліджень, які уточнюють колекторські і фільтраційні властивості порід, положення контактів газ–нафта–вода;
- вивчення зміни пластового тиску, поточних і річних відборів продукції;
- вивчення змін фізичних властивостей флюїдів і компонентів складу газу.

Обсяги і якість досліджень мають забезпечувати можливість проведення підрахунку запасів нафти методами матеріального балансу, падіння тиску і статистичним, газу – різними варіантами методу падіння тиску та переведення їх у більш вивчену групу запасів.

Для кожного родовища (покладу) за даними буріння, випробування і дослідження свердловин (геологічних, гідрогеологічних, лабораторних), а також розробки слід надійно встановити:

- геологічну будову;
- літолого-стратиграфічний розріз, положення нафтогазонасичених пластів у розрізі, місця їх злиття, виклинювання, заміщення;
- положення контактів газ–нафта–вода в різних частинах покладу, контури нафтогазоносності, форму і розміри покладу;
- товщину (загальну, ефективну, нафтогазонасичену) продуктивного пласта в межах його виділення, літологічні особливості, мінеральний і гранулометричний склад колектора, склад цементу, пористість і тріщинуватість (кавернозність), проникність, карбонатність, глинистість, початкову та залишкову нафто- і газонасиченість продуктивних пластів, геологічну макронеоднорідність продуктивних пластів (статистичні

показники загальної і нафтогазонасиченої товщини пластів, розчленованості й піщанистості розрізу в межах експлуатаційного об'єкта, діапазон зміни, середні значення, коефіцієнти варіації, обсяги вибірки);

- тип колектора;
- характер літологічних властивостей порід-покришок – речовинний склад, пористість, проникність та ін.;
- фізико-хімічні властивості пластової нафти, тиск насичення нафти газом, газовміст, густину, в'язкість, об'ємний коефіцієнт, усадку, стисливість;
- фізико-хімічні властивості нафти, дегазованої до стандартних умов – радіоактивність, густину, кінематичну в'язкість, молекулярну масу; температури кипіння, початку застигання і насичення нафти парафінами, відсотковий вміст парафінів, асфальтенів, силікагелевих смол, сірки, фракційний і компонентний склад;
- фізико-хімічні властивості газу – компонентний склад, густину за повітрям, надстисливість;
- фізико-хімічні властивості конденсату – усадку сирого конденсату, кількість газу дегазації, густину, молекулярну масу, температуру початку і кінця кипіння стабільного конденсату, компонентний і вуглеводневий склад, вміст парафінів, сірки, смол;
- для покладів із підвищеною в'язкістю нафти, по яких можна розглядати варіанти розробки із застосуванням теплофізичних або термохімічних методів впливу на пласт – діапазон зміни та середні значення коефіцієнта теплопровідності, питомого теплового опору, питомої теплоємності (окремо для порід і рідини);
- фізико-гідродинамічні характеристики – фазові проникності, коефіцієнт витіснення нафти водою (газом), змочуваність (гідрофобність/гідрофільність), визначені на одному й тому самому зразку керна з наступною характеристикою його мінерального складу, типу цементу;
- природний режим продуктивних пластів;
- експлуатаційну характеристику покладу – спосіб розробки, обґрунтування експлуатаційних об'єктів, початкові робочі дебіти свердловин, депресію на пласт, робочий тиск, необхідність і можливість підтримання пластового тиску, характеристику роботи нагнітальних свердловин, транспорту, збирання й підготовки продукції, характеристику закачуваного у пласт робочого реагента тощо;
- комплекс надійних і перевірених заходів щодо охорони надр, навколишнього природного середовища й утилізації відходів.

Для своєчасної і повноцінної обробки інформації, отриманої з розвідки родовища, можна скористатись математичними методами її обробки та електронно-обчислювальною технікою, за допомогою яких здійснюють:

- підготовку вихідної інформації для підрахунку запасів включно з інтерпретацією результатів геофізичних досліджень та первинною обробкою даних випробування свердловин;
- геометризацію покладів включно з їх оконтурюванням, побудовою

на ЕОМ карт в ізолініях та інших графічних матеріалів;

- підрахунок запасів нафти, газу, конденсату і наявних в них компонентів у межах покладів або їхніх частин, зокрема з використанням математичних моделей родовищ;

- кореляційний аналіз з метою оцінювання підрахункових параметрів;

- статистичні дослідження для оцінювання точності підрахунку запасів, порівняння даних розвідки з результатами, отриманими в процесі розробки родовища.

У разі використання математичних методів і електронно-обчислювальної техніки слід обґрунтувати алгоритми і програми, наводити їх опис у обсязі, достатньому для здійснення перевірки проміжних і остаточних результатів. Ці методи слід раціонально поєднувати з іншими методами досліджень для якомога повнішого геологічного вивчення покладів нафти і газу.

1.5. Основні класифікаційні ознаки й параметри покладів нафти і газу за будовою і складом флюїдів

Елементарним природним скупченням вуглеводнів у надрах є поклад, промислове значення якого визначається обсягом його запасів, властивостями вуглеводнів, рентабельністю розробки згідно з техніко-економічними розрахунками.

Принципову схему будови покладу вуглеводнів наведено на рис. 1.4.

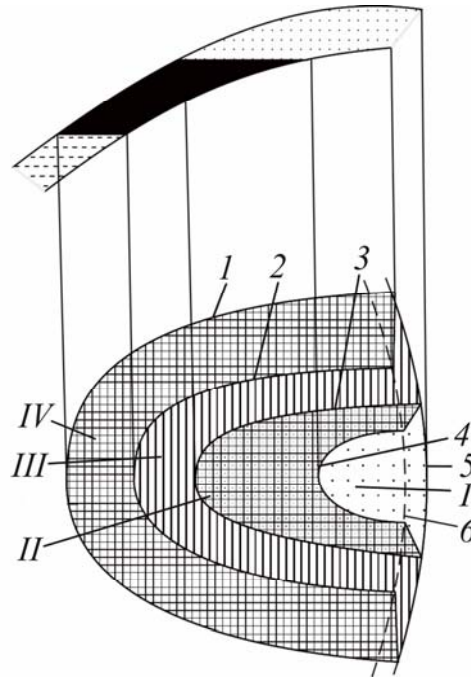


Рис. 1.4. Схема будови нафтогазового покладу:

1, 2 – відповідно зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; 3, 4 – відповідно зовнішній і внутрішній контури газоносності; 5, 6 – відповідно зовнішній і внутрішній контури зрізу покладу тектонічним порушенням; I–IV – зони покладу (чисто газова (I); газонафтова (II); чисто нафтова (III); водонафтова (IV))

Сукупність покладів, які в плані (горизонтальній проекції) частково або повністю збігаються між собою, й за кількістю, якістю, умовами залягання і розробки вуглеводнів придатні для промислового використання називають *родовищем*.

Характер залягання покладів вуглеводнів і родовища в цілому великою мірою визначає методику пошуково-розвідувальних робіт, методи отримання й геологічної обробки первинних розвідувальних даних, техніко-економічну ефективність геологорозвідувального процесу.

**Основні структурно-літологічні типи покладів нафти і газу
(В.М. Зав'ялов та ін.)**

Поклади	Вид
Структурні	<p>1. Група пластових покладів</p> <p>А. Пластові склепінні поклади (поклади повного контуру)</p> <p>а) непорушені</p> <p>б) порушені</p> <p>Б. Пластові склепінні частково обмеженні поклади (поклади зрізаного контуру, непорушені і порушені поклади):</p> <p>а) пластові склепінні тектонічно екрановані поклади</p> <p>б) пластові склепінні літологічно обмеженні поклади</p> <p>в) пластові склепінні стратиграфічно обмеженні поклади</p> <p>г) пластові склепінні тектонічно і стратиграфічно обмеженні поклади</p> <p>В. Пластові тектонічно екрановані поклади.</p> <p>Г. Пластові тектонічно екрановані частково обмеженні поклади:</p> <p>а) пластові тектонічно екрановані стратиграфічно обмеженні поклади</p> <p>б) пластові тектонічно екрановані літологічно обмеженні поклади</p> <p>2. Група масивних покладів</p> <p>А. Масивні склепінні поклади</p> <p>Б. Масивні тектонічно екрановані поклади</p> <p>3. Група масивно-пластових покладів</p> <p>А. Масивно-пластові склепінні поклади</p> <p>Б. Масивно-пластові тектонічно екрановані поклади</p>
Стратиграфічні	<p>1. Група пластових покладів</p> <p>А. Пластові стратиграфічно екрановані поклади</p> <p>Б. Пластові стратиграфічно екрановані частково обмеженні поклади:</p> <p>а) пластові стратиграфічно екрановані тектонічно обмеженні поклади;</p> <p>б) пластові стратиграфічно екрановані літологічно обмеженні поклади</p> <p>2. Група масивних покладів</p> <p>3. Група масивно-пластових покладів</p>

розривними порушеннями на монокліналях; *e* – пов’язані з флексурними ускладненнями (зі структурними «носами») на монокліналях; *ε* – приурочені до ділянок виклинювання колекторів угору вздовж підняття пластів; *ж* – приурочені до ділянок заміщення проникних порід непроникними; *з* – рукавподібні (шнуркові); *и* – лінзоподібні; *і* – пов’язані зі стратиграфічними неузгодженнями на структурах; *ї* – пов’язані зі стратиграфічними неузгодженнями, приурочені до еродованих останців; *й* – приурочені до поодиноких рифових масивів; *к* – приурочені до групи рифових масивів

Як видно з рис. 1.5, поклади нафти і газу досить різноманітні за формою і генетичними особливостями. Це потребує застосування різних методів пошуку й розвідки, а також різних способів обробки даних стосовно геологічних і газопромислових параметрів.

За умовами утворення і властивостями колекторів поклади вуглеводнів поділяють на дві групи: а) поклади з теригенними колекторами; б) поклади з карбонатними колекторами. Останні, в свою чергу, ділять на приурочені до карбонатних колекторів порового типу й приурочені до карбонатних колекторів тріщинного типу, комбінованого порово-кавернозного, порово-тріщинного, порово-тріщинно-кавернозного типів.

Першочерговість визначення типу колекторів покладів вуглеводнів обумовлена необхідністю застосування різних методів лабораторних і промислово-геофізичних досліджень параметрів покладів під час геологічного вивчення в процесі розвідки, розробки і визначення нафтогазовіддачі.

За ступенем заповнення пастки вуглеводнями виділяють поклади: а) повнопластові; б) неповнопластові; в) масивні й масивно-пластові.

У повнопластових покладах вуглеводні займають повну потужність пласта, в неповнопластових – тільки верхню частину його потужності, в масивних і масивно-пластових – склепінну частину структури у кількох пластах (рис. 1.6). Поділ покладів за характером заповнення пастки вуглеводнями важливий з огляду на особливості розвідки й розробки, а також застосування різних методичних прийомів обробки геологічних матеріалів у процесі їх вивчення.

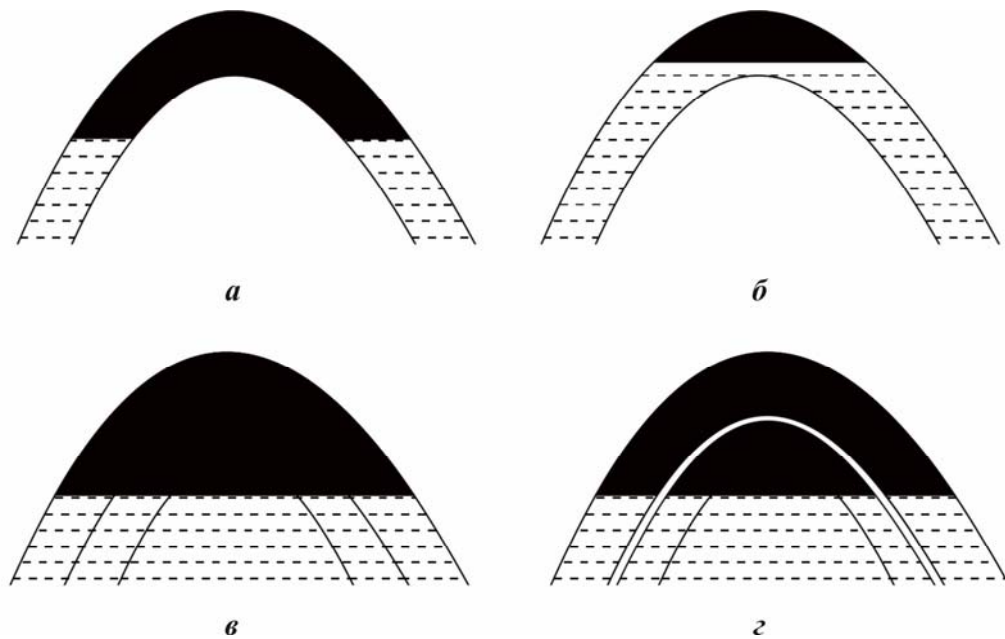


Рис. 1.6. Поділ покладів за характером заповнення пастки вуглеводнями:
a – повнопластові; *б* – неповнопластові; *в* – масивні; *г* – масивно-пластові

За характером флюїдів і фазовим станом вуглеводнів у надрах поклади поділяють:

а) *нафтові* – містять тільки нафту (з незначною кількістю розчиненого в ній газу);

б) *газонафтові* або *нафтогазові* – містять у нижній частині покладу нафту з розчиненим у ній газом, а над нафтою – вільний газ («газову шапку»); якщо «газова шапка» за об'ємом становить меншу частину покладу, його називають *газонафтовим*, за оберненого співвідношення їх об'ємів – *нафтогазовим*; до *нафтогазових* відносять також газові поклади, які мають нафтову облямівку;

в) *газові* – містять тільки вільний газ;

г) *газоконденсатні* – з газу покладів зі зниженням тиску виділяється рідка вуглеводнева фаза – конденсат;

д) *нафтогазоконденсатні* – містять усі три типи вуглеводнів (нафта, газ, конденсат) у різних співвідношеннях.

Ідентифікація зазначених різновидів покладів, схематично зображених на рис. 1.7, має велике практичне значення як при їх розвідці та розробці, так і при вивченні геологічних особливостей, геолого-промислових параметрів.

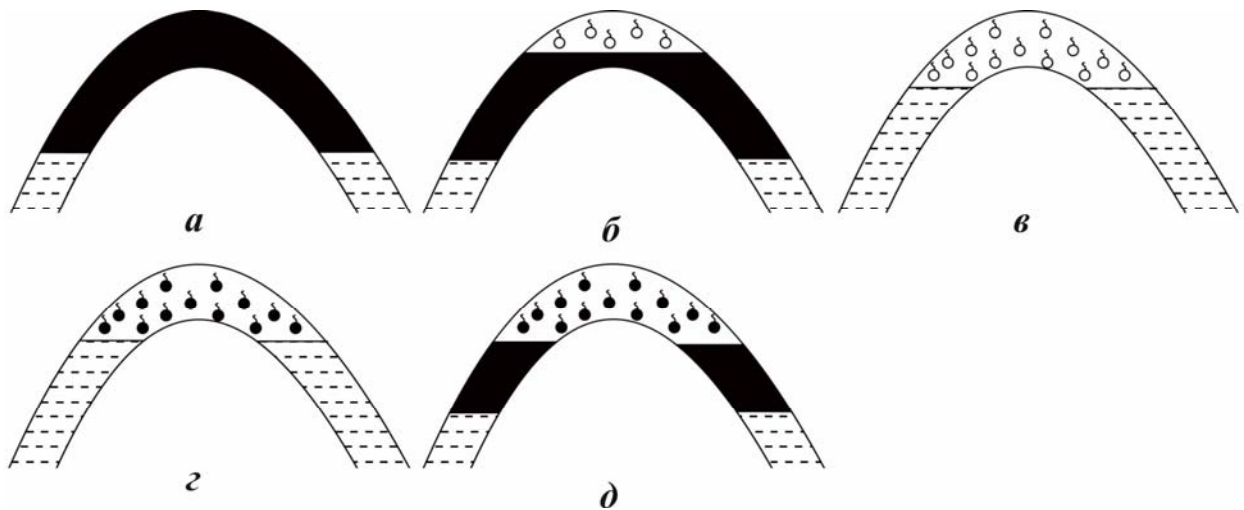


Рис. 1.7. Основні різновиди покладів за характером і фазовим станом вуглеводнів:

a – нафтові; *б* – газонафтові (нафтогазові); *в* – газові; *г* – газоконденсатні; *д* – нафтогазоконденсатні

За кількістю покладів родовища поділяють на однопластові, якщо вони містять один поклад, і багатопластові, якщо в них поєднано кілька покладів нафти і газу. Проте, як і на однопластовому родовищі, де об'єктом різнобічного вивчення і дослідження є поклад, кожен окремий поклад багатопластового родовища має бути ретельно і якісно вивчений. Після детального вивчення кожного покладу з урахуванням їх взаємного розміщення і співвідношення можна вирішувати питання промислової оцінки багатопластового родовища загалом. Нині в практиці проведення ГРР на нафту і газ з метою промислової оцінки родовищ і передачі їх у розробку насамперед детально розвідують основні поклади, тобто поклади, які вміщують основні запаси родовища, детально вивчають решту покладів у процесі дорозвідки або розробки родовища.

1.5.1. Флюїди

Нафта, газ і конденсат – це природні суміші вуглеводневих і неуглеводневих компонентів. Нафта – суміш вуглеводнів і розчинених у них компонентів, які за стандартних умов перебувають у рідкому стані. Здебільшого нафта складається з вуглеводневих компонентів метанової (C_nH_{2n+2}), нафтенової (C_nH_{2n}) та ароматичної (C_nH_{2n-2}) груп, які за пластових і стандартних умов рідкі. Крім вуглеводнів у нафті містяться сірчисті, азотисті, кисневі компоненти, металоорганічні комплекси. Кисень у нафті зазвичай входить до складу нафтенових і жирних кислот, смол, асфальтенів. Постійним компонентом нафти є сірка у зв'язаному й вільному стані. Більшість нафт за пластових умов містять ту чи іншу кількість розчиненого газу.

За складом вуглеводневої й неуглеводневої складових нафти поділяють на типи, основними показниками яких є груповий вуглеводневий склад, фракційний склад, вміст неуглеводневих компонентів, асфальтенів і смол.

За груповим вуглеводневим складом (у відсотках за масою) виділяють нафти метанові, нафтенів та ароматичні. Істотне значення має вміст розчинених у нафті твердих вуглеводнів – парафінів, за вмістом яких нафти поділяють на малопарафіністи (вміст парафінів не вищий за 1,5 %), парафіністи (1,51–6 %) і високопарафіністи (понад 6 %).

Фракційний склад відображає відносний вміст (у відсотках за масою) різних фракцій нафти, що википають за температури до 350 °С і масляних фракцій (дистилятів), що википають за температур понад 350 °С.

За вмістом сірки нафти поділяють на малосірчисті (до 0,5 %), сірчисті (0,51–2 %) та високосірчисті (понад 2 %). Якщо вміст сірки у нафті перевищує 0,5 %, запаси сірки підлягають обліку за промисловою концентрацією.

За вмістом смол виділяють малосмолисті (< 5 %), смолисті (5–15 %) і високосмолисті (> 15 %) нафти.

Концентрація рідких металів (ванадію, хрому, кобальту, титану, нікелю та ін.) у деяких високосмолистих нафтах може сягати промислових значень.

Властивості нафт за стандартних і за пластових умов істотно різні, що пояснюють підвищеним умістом у них розчиненого газу за пластових температур і тисків. Для підрахунку запасів, раціональної їх розробки, первинної підготовки, транспортування і переробки нафт, властивості нафт визначають окремо для пластових і стандартних умов. За стандартних умов основними параметрами нафт є густина, молекулярна маса, в'язкість, температури застигання і кипіння, за пластових – газовміст, тиск насичення розчиненим газом, об'ємний коефіцієнт, коефіцієнт стисливості, коефіцієнт теплового розширення, густина, в'язкість.

Газ є сумішшю вуглеводнів і неуглеводневих компонентів, що за стандартних умов перебувають тільки у газоподібному стані. За пластових умов природна суміш вуглеводневих і неуглеводневих компонентів газу знаходиться у газоподібній фазі як окремі скупчення газу або розчиненої в нафті чи воді.

Основними компонентами пластового газу є метан та його гомологи – етан, пропан, бутани. Газ часто містить сірководень, гелій, оксид вуглецю, азот, інертні гази, іноді – ртуть.

Мають промислове значення і підлягають обліку такі компоненти: етан – за вмісту у газі від 3 %; гелій – за концентрації у вільному газі понад 0,05 % і в розчиненому в нафті газі понад 0,035 %; сірководень – за вмісту понад 0,5 % загального об'єму газу.

Найважливішими параметрами газу є молекулярна маса, густина за стандартних умов, відносна густина за повітрям, середньокритичні температура і тиск, коефіцієнт стисливості, об'ємний коефіцієнт, в'язкість, гідратоутворення, теплота згорання.

Конденсат є природною сумішшю в основному легких вуглеводневих компонентів, що міститься в газі у розчиненому стані за певних термобаричних умов, які переходять у рідку фазу, якщо тиск нижчий за тиск конденсації. За стандартних умов конденсат (стабільний) перебуває в рідкому стані і не містить газоподібних вуглеводнів. До складу конденсату можуть входити сірка і парафін. Конденсати розрізняють за груповим і фракційним складом. До основних параметрів пластового газу, що містить конденсат, крім перелічених вище належать також вміст конденсату в газі та тиск початку конденсації. Конденсат характеризують густиною і в'язкістю за стандартних умов.

Підземні (пластові) води здебільшого утворюють із покладами нафти і газу єдину гідродинамічну систему, що є одним з основних джерел пластової енергії. Підземні води містять розчинені солі, іони, колоїди, гази. Найпоширеніші в підземних водах іони Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , інші іони належать до мікрокомпонентів, найважливіші з яких I^- , Br^- , NH_4^+ та ін. Сумарний вміст у воді розчинених іонів, солей визначає її найважливішу властивість – мінералізацію. Йод, бром, бор, стронцій можуть міститися в підземних водах у кількостях, що достатні для здійснення їхньої розробки. Серед газів, розчинених у підземних водах, основними вважають CO_2 , N_2 , CH_4 . Підземні води поділяють на типи залежно від співвідношення іонів найважливіших елементів: Na^+ , Cl^- , SO_4^{2-} , Mg^{2+} . Для підземних вод окрім зазначених параметрів визначають також густину, в'язкість, об'ємний коефіцієнт, коефіцієнт стисливості, поверхневий натяг.

1.5.2. Природні резервуари

Природним резервуаром називають таке природне вмістилище для нафти, газу і води, всередині якого вони можуть рухатись. Форма природного резервуара визначається співвідношенням об'ємів колектора та малопроникних порід, які його вміщують.

Нафта і газ акумулюються в пустотному просторі порід-колекторів природних резервуарів у межах пасток, утворюють природні скупчення. *Пастками* нафти і газу називають частини природних резервуарів, у яких через різного роду структурні дислокації, стратиграфічні чи літологічні обмеження, а також тектонічне екранування створюються умови для скупчення нафти і газу. Будова природних резервуарів визначається їхнім типом, речовинним складом порід, що їх формують, типом пустотного простору порід-колекторів, витриманістю цих порід за площею.

Розрізняють три основні типи резервуарів: пластові, масивні та літологічно обмежені. Вони можуть бути представлені породами різного речовинного складу: теригенними, карбонатними, вулканогенними. Особливу роль при цьому відіграє цементувальна речовина породи-колектора.

Породи-колектори різного речовинного складу характеризуються відповідним типом пустотного простору – поровим, тріщинним, кавернозним, змішаним у різних співвідношеннях.

Усім продуктивним пластам тією чи іншою мірою властива неоднорідність, яка виражається в мінливості форм залягання і фізичних властивостей колекторів у межах даного пласта (горизонту, експлуатаційного об'єкта). Неоднорідність продуктивного пласта істотно впливає на розподіл запасів нафти і газу, характер фільтрації рідин і газів й, відповідно, на технологічні рішення щодо розробки покладів.

Мінливість форми продуктивного пласта створюється нерівномірною його товщиною (загальною та ефективною), розчленованістю, виклинюванням усього пласта та його пропластків, їх літолого-фаціальним заміщенням непроникними різновидами, розщепленням пропластків. Мінливість фізичних властивостей продуктивного пласта обумовлена передусім відмінністю його колекторських властивостей (пустотністю та її видами – пористістю, тріщинуватістю, кавернозністю, а також абсолютною проникністю), глинистості, карбонатності. На колекторські властивості впливають обкоченість, відсортованість і упаковка зерен, звивистість і розміри порових каналів, величина питомої поверхні. Важливими ємнісно-фільтраційними властивостями порід-колекторів є їх густина і стисливість.

1.5.3. Умови залягання флюїдів у покладі

Природне скупчення нафти і газу у пастці називають **покладом**. Газ, нафта і вода в покладі розподіляються під впливом гравітаційного чинника, тобто залежно від їхньої густини. Зазвичай газ і нафта заповнюють верхню частину пастки, а вода підпирає їх знизу резервуара. Газ і нафта, у свою чергу, також розподіляються під впливом гравітаційного чинника: газ, як легший, розміщується над нафтою (рис. 1.8).

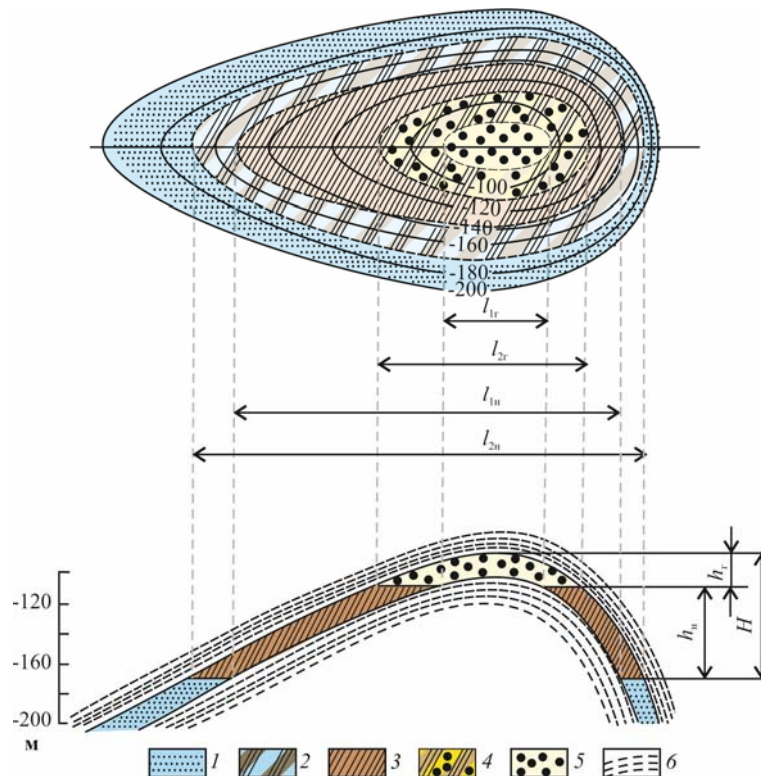


Рис. 1.8. Схема будови пластового склепінного покладу (за І.Х. Абрикосовим, І.С. Гутманом):

1–5 – частини пласта (водяна (1), водонафтова (2), нафтова (3), газонафтова (4), газова (5)); 6 – породи-неколектори; H – висота покладу; h_g , h_n – відповідно висоти «газової шапки» і нафтової частини покладу

Умови залягання нафти і газу в покладах визначаються гіпсометричним положенням водонафтового (ВНК), газоводяного (ГВК) і газонафтового (ГНК) контактів, висотою покладу, розмірами нафтової, газової, водонафтової, газонафтової і газоводяної зон, нафтогазонасиченою товщиною пласта, початковою і залишковою нафто- і газонасиченістю порід-колекторів, а також їх зміною за площею і розрізом; початковими пластовими тиском і температурою.

1.6. Нафтогазоносні геологічні об'єкти, що містять ресурси нафти і газу, принципи їх класифікації і нафтогазогеологічного районування

Нафта і газ у надрах розподілені вкрай нерівномірно. У зв'язку з цим прогнозування нафтогазоносності і проведення ГРР спрямовані на виявлення площ і літолого-стратиграфічних комплексів у розрізі, що характеризуються максимальною концентрацією покладів нафти і газу.

Виділення в межах досліджуваної площі окремих ділянок надр, що за ступенем подібності геотектонічної будови і складом осадових формацій, які їх утворюють, є найближчими до фактичних нафтогазоносних об'єктів, називають *нафтогазогеологічним районуванням*.

Нафтогазогеологічне районування (картування) здійснюють з метою підготовки наукової основи для з'ясування закономірностей формування і розміщення нафтогазоносних площ, зв'язку цих площ із геотектонічними

елементами земної кори та осадовими комплексами, для кількісного оцінювання прогнозних ресурсів, вибору основних напрямів і першочергових об'єктів для подальших досліджень.

Під час нафтогазогеологічного районування слід враховувати чотири основні групи чинників, що контролюють процеси генерування, міграції та акумуляції вуглеводнів:

- сучасну геотектонічну будову досліджуваних площ, особливості формування їх геоструктурних елементів;
- літолого-стратиграфічну характеристику розрізу, що ґрунтується на дослідженні палеогеографічних, формаційних і фаціальних умов формування відкладів;
- гідрогеологічні умови;
- геохімічні умови територій, у тому числі фазовий стан, фізико-хімічні властивості і склад вуглеводнів, нафтогазоматеринський потенціал порід, концентрацію та склад бітумів і органічної речовини, що містяться в них.

Основна роль при цьому відведена геотектонічним процесам, які обумовлюють наявність решти чинників. Оскільки якісна і кількісна оцінки прогнозних ресурсів нафти і газу значною мірою базуються на принципі геологічних аналогій, виділення об'єктів нафтогазогеологічного районування має ґрунтуватися на єдиній класифікації геоструктурних елементів з урахуванням супідрядності та особливостей формування і розвитку елементів кожної з виділених груп (табл. 1.3).

Поклади і родовища, пов'язані з геоструктурними елементами об'єктового рангу, належать до елементів нафтогазогеологічного районування найнижчого рівня.

Сукупність подібних за геологічною будовою зближених родовищ нафти і газу, поклади яких приурочені до пасток близьких типів, що формують єдину групу і входять до складу структури вищого порядку, називають *зоною нафтогазонакопичення*. Для таких зон характерна переважна приуроченість покладів до одних і тих літолого-стратиграфічних комплексів, наявність у їх межах спостережуваних міграційних потоків, закономірної зміни положень ВНК, ГВК і ГНК, близького ступеня заповнення пасток, близького фазового стану і властивостей вуглеводнів, а також однотипність пасток. Межі зон нафтогазонакопичення проходять уздовж осей синклінальних структур, які відокремлюють перспективні позитивні структури.

Зони нафтогазонакопичення контролюються структурно-тектонічними та літолого-стратиграфічними чинниками, у результаті суміщення яких утворюються структурно-фаціальні зони з притаманними їм особливостями розподілу в просторі надр та внутрішньої будови покладів нафти і газу. Структурно-фаціальні зони характеризуються певним режимом тектонічного розвитку, який спільно з літолого-стратиграфічними чинниками обумовлює особливості їхньої тектонічної будови, умови формування та залягання відкладів.

Нафтогазонаосний район – це сукупність зближених зон нафтогазонакопичення з родовищами вуглеводнів, що об'єднані подібною геологічною будовою, спільними літолого-фаціальними умовами й умовами регіонального нафтогазонакопичення.

Класифікація геоструктурних елементів з нафтогазогеологічного районування

Елемент нафтогазо-геологічного районування	Геоструктурний елементи			
	платформних територій		крайових прогинів, внутрішньосинклінальних западин, епіплатформних областей	
	Позитивний	Негативний	Позитивний	Негативний
Нафтогазоносна провінція	Мегаантекліза	Мегасинекліза		Крупні западини
	Антекліза	Синекліза		Система западин
		Крупний авлакоген		Велика внутрішньогосинклінальна западина
Нафтогазоносна область	Асоціація мегавалів	Авлакоген, великий грабен	Серединний масив	Міжгірська западина
	Велике склепінне підняття або група склепінь	Внутрішньоплатформна западина		Крайовий прогин
Нафтогазоносний район	Мегаантикліналь		Мегавал	Мегасинкліналь
	Великий масив, атол або бар'єрна зона рифогенних структур		Великий масив, атол або бар'єрна зона рифогенних структур	
	Велике підняття, ускладнене соляно-склепінною тектонікою	Схили великого підняття, западина, ускладнені соляно-склепінною тектонікою	Асоціація антиклінальних зон, ускладнених соляно-склепінною тектонікою	
	Склепіння, вершина великого склепінного підняття	Депресія, западина		Депресія, западина крайового прогину

Структурний ступінь					
Зона нафтогазонакопичення	Вал		Антиклінальна зона		
	Антикліналь або склепіння складної будови		Антикліналь і брахі-антикліналь складної будови		
	Зона піднять ізометричної форми				
	Лінійна зона горстоутворюючих піднять	Борти лінійних зон грабеноутворюючих прогинів			
	Зона структур, прилеглих до регіонального розлому				
	Група рифогенних структур		Група рифогенних структур або невеликий атол		
	Вал, підняття, ускладнені соляно-склепінною тектонікою	Мульда	Зона антикліналей, ускладнених соляно-склепінною тектонікою		
Локальні пастки, локальні склепіння (родовища і поклади)	Брахіантикліналь, склепіння, «структурний ніс»	Синкліналь	Антикліналь або брахіантикліналь	Синкліналь	
	Окрема рифогенна структура		Окрема рифогенна структура		
	Соляно-склепінна структура		Антикліналь, ускладнена порушенням, діапіром або грязьовим вулканом		
	Ерозійний палеозалишок				
	Монокліналь, ускладнена розривним порушенням				

Нафтогазоносний район є частиною нафтогазоносної області.

Нафтогазоносна область – це сукупність зближених нафтогазоносних районів у межах великого геоструктурного елемента вищого рангу порівняно з рангом елемента, що відповідає нафтогазоносному району. Нафтогазоносні райони в межах області характеризуються однотипністю геологічної будови та історії розвитку, включаючи палеогеографічні умови нафтогазоутворення й нафтогазонакопичення. Нафтогазоносну область виділяють як частину нафтогазоносної провінції або як самостійну територію.

Нафтогазоносна провінція є сукупністю суміжних нафтогазоносних областей у межах одного найбільшого геотектонічного елемента або їх групи. Усі нафтогазоносні області провінції характеризуються подібністю головних ознак геологічної будови та історії геологічного розвитку, в тому числі спільністю стратиграфічного діапазону нафтогазоносності, геохімічних, літолого-фаціальних і гідрогеологічних умов (рис. 1.9).

Зони, райони, області та провінції, нафтогазоносність яких ще не доведена, але передбачається, прийнято називати *нафтогазоперспективними*.

Поряд з районуванням за площею, нафтогазогеологічне районування передбачає стратиграфічне розчленування осадового розрізу. Основними одиницями такого розчленування є пласт, резервуар, нафтогазоносний комплекс і нафтогазоносна формація.

Нафтогазоносним пластом називають товщу проникних порід – колекторів, обмежених згори (в покрівлі) та знизу (в підшві) флюїдотривами.

Нафтогазоносний горизонт – це група перекритих зональною покришкою і гідродинамічно пов'язаних нафтогазоносних пластів одного стратиграфічного підрозділу.

Нафтогазоносний комплекс – літолого-стратиграфічний підрозділ, перекритий регіональною покришкою. Комплекс включає один нафтогазоносний горизонт або їх групу.

Нафтогазоносна формація є історичною асоціацією гірських порід, генетично пов'язаних у часі і просторі з регіональними палеогеографічними і палеотектонічними умовами, сприятливими для розвитку процесів нафтогазоутворення та нафтогазонакопичення. Нафтогазоносна формація може містити один нафтогазоносний комплекс або їх групу.

Пласти, горизонти, комплекси, продуктивність яких ще не доведена, але передбачається, називають *нафтогазоперспективними*.

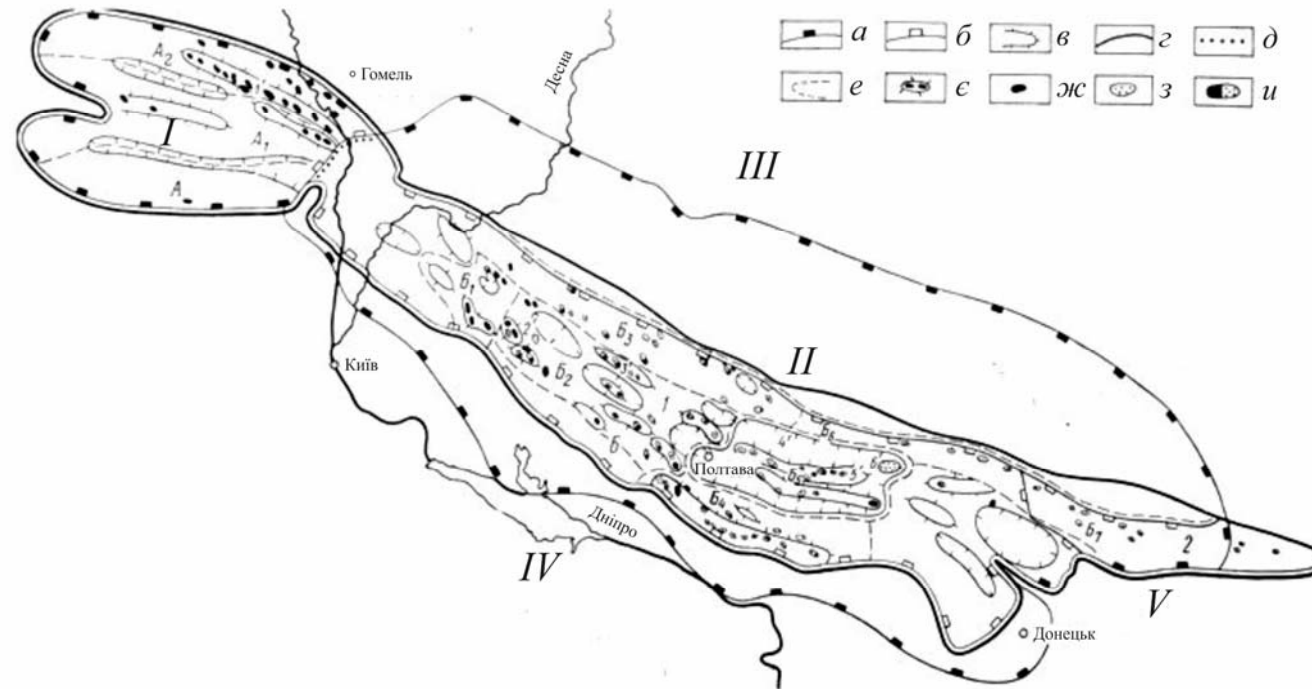


Рис. 1.9. Дніпрово-Прип'ятська газонафтоносна провінція:

a – в – межі тектонічних елементів (*a* – найбільші, *б* – крупні, *в* – середні); *г – е* – межі елементів нафтогазогеологічного районування (*г* – провінцій, *д* – областей, *е* – районів); *є* – зони нафтогазонакопичення; *ж – и* – родовища (*ж* – нафтові, *з* – газові та газоконденсатні, *и* – нафтогазові й газонафтові); *I – V* – найбільші тектонічні елементи (*I* – Прип'ятський прогин, *II* – Дніпрово-Донецька западина, *III* – Воронежська антекліза, *IV* – Український щит, *V* – Донецький кряж); *1, 2* – крупні тектонічні елементи (*1* – Дніпровський грабен, *2* – Переддонецький ступінь); *A* – Прип'ятська нафтоносна область (нафтоносні райони *A*₁ – центральний, *A*₂ – північний); *B* – Дніпрово-Донецька газонафтоносна область (райони *B*₁ – Монастирищенсько-Прилуцький нафтоносний, *B*₂ – Леляківсько-Солохівський газонафтоносний, *B*₃ – Талалаєвсько-Рибальський газонафтоносний, *B*₄ – Зачепилівсько-Левенцівський газонафтоносний, *B*₅ – Орчиківський газоносний, *B*₆ – Рябухінсько-Північно-Голубівський газоносний, *B*₇ – Північно-Донбаський газоносний); *1' – б'* – родовища (*1'* – Осташковичське, *2'* – Гнідинцівське, *3'* – Глинсько-Розбишівське, *4'* – Західно-Хрестищенське, *5'* – Єфремівське, *6'* – Шебелинське)

1.7. Комплексне вивчення нафтогазоносних об'єктів за стадіями геологорозвідувальних робіт і розробки

Вивчення геологічної будови покладів нафти і газу базується на фактичних даних, отриманих у процесі ГРР та розробки покладів. Послідовність проведення ГРР регламентується галузевим стандартом України ГСТУ 41-00032626-00-011–99 «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ».

Геологорозвідувальний процес на нафту і газ – це сукупність спеціальних видів ГРР, що проводяться послідовно дедалі детальніше на наступних етапах і стадіях, у межах все більш і більш локальних продуктивних ділянок надр від нафтогазоперспективних районів і зон нафтогазонакопичення до промислових покладів нафти і газу з метою виявлення й підготування до розробки запасів нафти, газу, конденсату відповідно до кондицій, розроблених для промислового освоєння родовищ (покладів).

Метою розподілу геологорозвідувального процесу на етапи і стадії є встановлення раціональної послідовності виконання ГРР і загальних принципів оцінювання їх результатів на єдиній методичній основі для підвищення ефективності прогнозування нафтогазоносності, пошуків і розвідки родовищ (покладів) нафти і газу. Геологорозвідувальні роботи проводять за проектами, які складають відповідно до чинних правил та інструкцій.

Види й об'єми ГРР, а також методи досліджень, які застосовують на кожному етапі й кожній стадії геологорозвідувального процесу та під час розробки покладів, визначаються розробленими на підставі накопиченого досвіду раціональними типовими комплексами, що забезпечують необхідну й відповідну даному етапу і даній стадії детальність, ефективність ГРР.

Геологорозвідувальний процес на нафту і газ поділяють на три етапи: регіональний, пошуковий і розвідувальний. У свою чергу, кожен із них поділений на стадії. В межах однієї території можливе поєднання в часі різних етапів і стадій.

1.7.1. Регіональний етап

На цьому етапі геологорозвідувального процесу проводять регіональні геолого-геофізичні роботи. Відповідно до завдань, регіональний етап поділено на три стадії: 1) виділення нафтогазоперспективних районів і зон нафтогазонакопичення для першочергового вивчення (прогнозування нафтогазоносності); 2) виявлення нафтогазоперспективних об'єктів (структур); 3) визначення наявності пасток вуглеводнів і підготовки об'єктів до глибокого буріння.

Стадія виділення зон і районів для першочергового вивчення. Основними об'єктами досліджень на цій стадії є нафтогазоносні провінції та їх частини. У процесі досліджень вирішують такі завдання:

- обґрунтування найперспективніших напрямів ГРР, виявлення літолого-стратиграфічних комплексів, структурних поверхів, ярусів;

- виявлення фаціальних зон, визначення основних етапів геотектонічного розвитку, тектонічне районування;
- виділення нафтогазоперспективних комплексів і зон, нафтогазогеологічне районування;
- вибір основних напрямів і першочергових об'єктів для подальших геолого-геофізичних досліджень.

Для вирішення зазначених завдань на цій стадії використовується такий типовий комплекс регіональних робіт:

- площові сейсмозвідувальні роботи масштабів 1 : 200 000–1 : 50 000, сейсмозвідувальні роботи за системою опорних профільних перетинів;
- аеромагнітна, гравіметрична зйомки масштабів 1 : 200 000–1 : 50 000; електророзвідка в різних модифікаціях;
- дешифрування матеріалів аерофото- і космічних зйомок регіонального і локального рівнів; геологічна, структурно-морфологічна, геохімічна, гідрогеологічна дрібномасштабні зйомки та інші дослідження;
- буріння опорних і параметричних свердловин у вузлах опорних профільних перетинів у різних структурно-фаціальних умовах.

За результатами проведених геологорозвідувальних робіт і узагальнення матеріалів складають звіти про геологічні результати й оцінку прогнозних ресурсів, у яких надають:

- оглядову карту;
- карту геолого-геофізичного вивчення;
- схему розташування профілів і свердловин (карта фактичного матеріалу) на геологічній і структурній основах;
- геолого-геофізичні розрізи, а також прогнозні розрізи;
- кореляційні схеми розрізів свердловин, нафтогазоносних і прогнозних комплексів, горизонтів і пластів, результатів їх випробування;
- геологічні профілі, сейсмогеологічні, часові та інші розрізи;
- структурні карти основних поверхів і ярусів;
- тектонічну карту;
- карту перспектив нафтогазоносності й розподілу щільності прогнозних ресурсів з виділенням зон першочергового вивчення, оцінку прогнозних ресурсів вуглеводнів класу 334;
- результати буріння опорних і параметричних свердловин.

Стадія виявлення нафтогазоперспективних об'єктів (структур).

На цій стадії основними об'єктами дослідження є нафтогазоперспективні зони і зони нафтогазонакопичення, в межах яких вирішують такі завдання:

- виділення структур (пасток), сприятливих для скупчень вуглеводнів;
- виявлення субрегіональних і зональних структурних співвідношень між різними нафтогазоперспективними і літолого-стратиграфічними комплексами;

- оцінювання прогнозних ресурсів виявлених об'єктів класу 334 (кат. Д₁);
- вибір площ і встановлення черговості проведення на них пошукових робіт.

Типовий комплекс робіт на цій стадії включає:

- площові сейсмічні дослідження масштабу 1 : 50 000;
- буріння параметричних свердловин;
- граві-, магніто-, електророзвідку в різних модифікаціях масштабу 1 : 50 000;
- спеціалізовані роботи й дослідження з прогнозування геологічного розрізу та прямих пошуків із метою виявлення об'єктів, аномалій типу «поклад» (АТП).

За результатами робіт складають звіти, в яких наводять:

- оглядову карту району робіт;
- карту геолого-геофізичного вивчення;
- схему розміщення профілів, фізичних точок спостережень і свердловин;
- геологічні профілі, часові, сейсмогеологічні, геоелектричні та інші розрізи;
- геолого-геофізичні розрізи свердловин із виділенням продуктивних, маркуючих і опорних горизонтів;
- структурні схеми (карти) цільових горизонтів із виділенням першочергових об'єктів для проведення детальних робіт;
- карти співставлення результатів усіх видів геолого-геофізичних робіт;
- інформаційну карту з обліку виявлених нафтогазоперспективних структур та об'єктів АТП;
- результати буріння параметричних свердловин.

У звіті надають оцінку нафтогазоносності перспективних виявлених об'єктів із визначенням локалізованих прогнозних ресурсів класу 334 (кат. Д₁).

Стадія визначення наявності пасток вуглеводнів і підготовки об'єктів до глибокого буріння. На цій стадії виконують локальний прогноз нафтогазоносності, оцінюють їх перспективні ресурси класу 333 (кат. С₃) для вибору і визначення черговості введення об'єктів у глибоке буріння за результатами початкової геолого-економічної оцінки (ГЕО-3).

Роботи проводять на окремих площах у межах нафтогазоперспективних зон і зон нафтогазонакопичення з метою:

- виділення перспективних структур (пасток) детальними геолого-геофізичними дослідженнями;
- виявлення умов залягання та геолого-геофізичних властивостей нафтогазоносних і нафтогазоперспективних комплексів;

- встановлення основних закономірностей поширення і зміни властивостей порід-колекторів продуктивних горизонтів і пластів, а також флюїдотривів; уточнення нафто(газо-) геологічного районування;

- кількісного оцінювання перспективних ресурсів у виявлених пастках; вибору об'єктів і визначення черговості їх підготовки до пошукового буріння.

Типовий комплекс робіт з визначення і підготовки пасток до пошукового буріння включає:

- детальну сейморозвідку масштабів 1 : 50 000 та 1 : 25 000;
- спеціалізовані роботи і дослідження з метою прогнозування геологічного розрізу, прямий пошук об'єктів АТП;
- структурне буріння;
- детальну електророзвідку, високоточну гравірозвідку, магніторозвідку в масштабах 1 : 50 000 та 1 : 25 000;
- дешифрування матеріалів аерофото- й космічних зйомок локального і детального рівнів генералізації;
- структурно-геологічне і структурно-геоморфологічне картування масштабів 1 : 100 000 та 1 : 50 000.

За результатами робіт складають звіт, що включає:

- оглядову карту;
- карти геолого-геофізичної вивченості;
- схему розміщення профілів, фізичних точок спостережень і свердловин;
- зведений геолого-геофізичний розріз площі робіт;
- геолого-геофізичні розрізи свердловин із виділенням продуктивних, маркувальних та опорних горизонтів;
- структурні карти вивчених цільових горизонтів із нанесенням проектних свердловин, рекомендованих до буріння;
- карти якості сейсмічних матеріалів на структурній основі;
- карти АТП (рис. 1.11) виявлених нафтогазоперспективних об'єктів із зазначенням параметрів АТП, контурів очікуваних покладів і місцеположення проектних свердловин, рекомендованих до буріння;
- вертикальні розрізи об'єктів АТП із виділенням прогнозних покладів;
- прогнозні геолого-геофізичні розрізи, що характеризують літологічний склад і товщини відкладів;
- паспорти об'єктів, підготовлених до глибокого буріння.

Виконують початкову геолого-економічну оцінку (ГЕО-3) доцільності проведення пошукових робіт.

1.7.2. Пошуковий етап

Пошукові роботи спрямовують на відкриття нових покладів і родовищ вуглеводнів, забезпечення необхідних умов для приросту розвіданих запасів нафти і газу. Пошуковий етап включає одну стадію – пошук родовищ

(покладів) нафти і газу. Роботи виконують відповідно до проекту пошукових робіт.

Стадія пошуку родовищ (покладів). Об'єктами робіт на цій стадії є пастки, підготовлені для пошукового буріння. Відповідно підставою для постановки пошукового буріння є наявність підготовленої до цього структури (пастки), складеного паспорта й оцінених перспективних ресурсів класу 333 (кат. С₃) згідно з початковою геолого-економічною оцінкою ГЕО-3.

Пошукове буріння проводиться також на розвіданих і залучених до розробки родовищах з метою пошуку покладів у нерозкритих раніше горизонтах і пластах, продуктивних на інших родовищах.

Завдання ГРР на цій стадії зводяться до:

- розкриття родовищ (покладів) нафти і газу;
- отримання необхідних даних для підрахунку приросту попередньо розвіданих запасів;
- виявлення в розрізі першочергових нафтогазоперспективних об'єктів для пошуків вуглеводнів;
- вивчення геолого-геофізичних властивостей (параметрів) горизонтів і пластів;
- виділення й випробування нафтогазонасичених пластів (горизонтів), вивчення властивостей флюїдів, ємнісно-фільтраційних властивостей пластів.

Типовим комплексом ГРР на стадії пошуку родовищ (покладів) передбачено:

- буріння і випробування пошукових свердловин;
- геохімічні, гідрогеологічні, гідродинамічні та інші види досліджень перспективних пластів у процесі буріння й випробування свердловини;
- геофізичні дослідження свердловин;
- відбір керна, шламу, проб води, нафти, газу, їх лабораторне вивчення;
- деталізаційна свердловинна й наземна (морська) сейсмозрозвідки;
- спеціалізовані роботи і дослідження з прогнозування геологічного розрізу, встановлення контактів покладів.

Стадія пошуку родовищ (покладів), а разом з нею і пошуковий етап завершуються або отриманням першого промислового припливу нафти і газу, або обґрунтуванням безперспективності проведення подальших пошукових робіт.

За позитивних результатів робіт із пошуків родовищ нафти і газу виконують підрахунок попередньо розвіданих запасів, складають звіт із попередньої геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) відкритого родовища з обґрунтуванням економічної доцільності подальших робіт.

Звіт із попередньою геолого-економічною оцінкою (ГЕО-2) відкритого родовища користувач надр подає на державну експертизу й оцінку до ДКЗ України, запаси апробуються й обліковуються у Державному балансі.

1.7.3. Розвідувальний етап

Геологорозвідувальні роботи цього етапу поділяють на дві стадії: оцінка й підготовка родовищ (покладів) до розробки та дорозвідка родовищ, що розробляються.

Стадія оцінки та підготовки родовищ (покладів) до розробки. Об'єктами робіт на цій стадії є відкриті родовища і виявлені поклади. Роботи виконують відповідно до проекту розвідувальних робіт.

Вирішення завдань щодо підготовки родовищ (покладів) до розробки забезпечують виконанням такого типового комплексу робіт:

- буріння і випробування розвідувальних свердловин із застосуванням методів інтенсифікації припливів;
- геофізичні дослідження свердловин;
- геохімічні, гідрогеологічні, гідродинамічні та інші види досліджень у процесі буріння, випробування свердловин;
- відбір керна, шламу, проб води, вуглеводнів та їх вивчення;
- деталізаційна свердловинна і наземна (морська) сейсмозвідки;
- дослідно-промислова розробка покладів.

У процесі проведення розвідувальних робіт мають бути вирішені такі завдання:

- визначення фазового стану вуглеводнів покладів;
- визначення промислової цінності відкритих покладів;
- вивчення фізико-хімічних властивостей нафт, газів, конденсатів у пластових і поверхневих умовах, визначення їхніх товарних якостей;
- визначення фільтраційно-ємнісних параметрів колекторів, їх граничних значень і мінливості;
- визначення типу покладів (пластовий, масивний, літологічно чи стратиграфічно обмежений, тектонічно екранований тощо);
- визначення положення контактів флюїдів газ–нафта–вода;
- визначення дебітів свердловин (нафти, газу, конденсату, води), встановлення пластового тиску і тиску насичення;
- визначення коефіцієнтів продуктивності свердловин;
- визначення наявності гідродинамічного зв'язку покладів вуглеводнів із позаконтурною областю;
- встановлення типу покришок покладів;
- визначення основних характеристик, що визначають вибір методів впливу на поклад та навколоробочу зону з метою підвищення коефіцієнта вилучення;
- геометризація покладів (визначення площі, ефективною товщини, пористості, нафтогазонасиченості), підрахунок запасів;
- виділення базових (основних) покладів.

Після завершення розвідувальних робіт складають звіт із детальної геолого-економічної оцінки (ГЕО-1), частиною якого є техніко-економічне обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовища (покладу), що

забезпечують рентабельний видобуток нафти, газу, конденсату та супутніх корисних компонентів.

Звіт із детальної геолого-економічної оцінки родовища користувач надр подає на державну експертизу й оцінку до ДКЗ України. За результатами державної експертизи затверджуються кондиції родовища (покладів), запаси й ресурси вуглеводнів обліковуються в Державному балансі.

Звіти з детальної геолого-економічної оцінки родовищ передають до Геоінформу України.

У техніко-економічному обґрунтуванні кондицій та протоколи ДКЗ систематизують геолого-геофізичний матеріал, обґрунтовують оптимальну технологічну схему (проект) розробки родовища (покладу) нафти або газу, а також методи підвищення коефіцієнтів вилучення.

Стадія дорозвідки родовища. Об'єктами дорозвідки є недостатньо вивчені або пропущені горизонти. Залежно від ступеня вивчення нафтогазоносності родовища проводять дорозвідку покладів, які залягають нижче або на склепіннях чи ділянках (блоках), прилеглих до родовища в межах наданого спеціального дозволу на користування надрами.

Склад типового комплексу робіт із дорозвідки відповідає стадії розвідувального етапу. За результатами дорозвідки уточнюють розвідані запаси вуглеводнів родовища, а також обсяги видобутку.

Під час розвідки й дорозвідки родовищ глибину, спосіб буріння і конструкція розвідувальних свердловин визначають у кожному конкретному випадку проектом розвідки. Конструкція свердловин має забезпечувати можливість проведення геофізичних досліджень, випробування на приплив рідини і газу як у відкритому стволі, так і в колоні, а також гідродинамічних досліджень, відбору глибинних проб флюїдів.

Кількість, система розміщення і послідовність буріння розвідувальних свердловин мають забезпечувати отримання надійних даних для виявлення закономірностей мінливості будови продуктивних пластів, їх товщини, колекторських властивостей, характеру насичення, особливостей тектонічної будови родовища. Відстані між розвідувальними свердловинами залежать від розмірів покладу, складності його геологічної будови і мають бути достатніми для детального вивчення морфології покладу, обґрунтування підрахунку запасів, підготовки об'єкта для промислового освоєння.

У таблиці 1.4 зведено узагальнені відомості про рекомендовані кількості та середні відстані між свердловинами, застосовані при розвідці нафтових і газових родовищ. Рекомендації слід врахувати під час проектування ГРР, але не можна розглядати як обов'язкові. Для кожного родовища на підставі вивчення й ретельного аналізу всіх наявних геологічних і геофізичних матеріалів обґрунтовують свою найраціональнішу систему розміщення розвідувальних свердловин.

Таблиця 1.4

Рекомендована кількість свердловин для розвідки родовищ (покладів) вуглеводнів залежно від їх площі і складності геологічної будови

Площа (над ризкою) та діапазон її зміни (під ризкою), км²	Складність геологічної будови (1 – проста, 2 – складна, 3 – дуже складна)	Середня відстань між свердловинам и, км	Кількість свердловин для розвідки, св.	Кількість свердловин з високим виносом керна, св.
$\frac{2}{1-3}$	1 2, 3	0,8–1,3 0,7–1,1	1–2 2	1–2 2
$\frac{5}{3-7}$	1 2, 3	1,0–1,6 0,8–1,3	2–4 3–6	2 3
$\frac{10}{7-15}$	1 2, 3	1,2–1,8 0,8–1,6	4–6 5–8	3 3–4
$\frac{25}{15-40}$	1 2, 3	1,4–2,2 1,1–1,9	5–12 7–50	3–6 4–7
$\frac{50}{40-75}$	1 2, 3	1,6–2,5 1,4–2,2	8–20 10–27	4–8 5–10

У зв'язку зі складністю проведення й високою вартістю робіт пошуки та розвідку родовищ нафти і газу, розміщених у межах шельфової зони, здійснюють із менш щільною, ніж наведено в табл. 1.4, мережею свердловин із попереднім виконанням на площах високоточних сейсмозвідувальних робіт і довивченням будови родовища в процесі його розробки.

Для нафтогазових і газонафтових покладів при виборі систем розміщення розвідувальних свердловин і відстаней між ними слід враховувати необхідність оцінки промислового значення нафтової й газової частин цих покладів.

При розвідці родовищ мають бути оцінені сировинна база для виробництва будівельних матеріалів, можливі джерела водопостачання для задоволення потреби майбутніх підприємств із видобутку нафти і газу.

1.7.4. Комплексне вивчення продуктивних відкладів пошуковими і розвідувальними свердловинами

Інструкціями Державної комісії України по запасах корисних копалин визначено нормативні вимоги щодо комплексного вивчення продуктивних відкладів на родовищах нафти і газу в пошукових і розвідувальних свердловинах у процесі їх буріння, дослідження керна, проведення промислово-геофізичних досліджень, випробування і гідродинамічних досліджень, аналізу проб нафти, газу, конденсату і пластових вод із метою

встановлення геологічної будови покладів, підрахунку запасів і підготовки родовища до промислового освоєння.

Вимоги до буріння свердловин. Буріння пошукових і розвідувальних свердловин проводиться відповідно до проектів. Буріння розвідувальних свердловин здійснюють послідовно, з урахуванням даних щодо раніше пробурених свердловин, особливо під час розвідки продуктивних пластів, невитриманих за товщиною, з різкою мінливістю ємнісно-фільтраційних властивостей і складною тектонікою.

У процесі буріння пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин потрібно відбирати керн із нафтогазоносних і перспективних на нафту і газ горизонтів у кількості, що забезпечує вивчення мінливості літологічного складу, фізичних властивостей колекторів як за площею, так і в розрізі, а також надійно інтерпретувати матеріали геофізичних досліджень свердловин.

Норму відбору, винесення і детальність лабораторних досліджень керна регламентують «Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затверджена наказом ДКЗ України 10.07.98 № 46, та «Методичні вказівки щодо вивчення властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом», затверджені наказом ДКЗ України 29.12.2010 № 718.

За потреби слід практикувати буріння свердловин із суцільним відбором керна по продуктивному пласту й відбором зразків порід для лабораторних досліджень через кожні 0,1–0,25 м товщини пласта, застосовувати промивальні рідини на безводній основі для підвищення інформативності відібраного керна, збереження природних ємнісно-фільтраційних властивостей порід у зоні навколо ствола свердловини.

1.7.5. Типовий комплекс досліджень у пошукових і розвідувальних свердловинах

Комплекс досліджень, які необхідно проводити у свердловинах, передбачає:

- детальне і комплексне вивчення керна з метою визначення літологічних особливостей, мінерального складу, ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів продуктивного пласта і порід покришки. Разом із колекторськими властивостями на тих самих зразках визначають геофізичні параметри для отримання еталонних (петрофізичних) залежностей між геофізичними параметрами й колекторськими властивостями, які є основою для інтерпретації матеріалів ГДС;

- раціональний комплекс ГДС, за даними якого проводяться літолого-стратиграфічне розчленування розрізу, виділяють продуктивні горизонти, визначають глибини їх залягання, а також загальну, ефективну нафтонасичену і газонасичену товщини в межах нафтової, водонафтової, газонафтової, газової і газоводяної зон; встановлюють глибини та абсолютні

відмітки ВНК, ГВК, ГНК, НГВП (нижня границя встановленої продуктивності); визначають відкриту пористість, проникність, нафтогазонасиченість;

- комплекс газогідродинамічних досліджень для визначення дебітів вуглеводнів, ємнісно-фільтраційної характеристики колекторів, пластових тисків, глибини ВНК, ГВК і ГНК.

У свердловинах проводять окремі випробування нафто-, газо- і водонасичених пластів з метою встановлення характеру їх насичення, положення ВНК, ГВК, ГНК, вивчення газоконденсатної характеристики, статичних рівнів, пластових тисків і температур. За значної літологічної мінливості й великої товщини продуктивного пласта випробування проводять в інтервалах із різними промислово-геофізичними характеристиками.

Для отримання характеристики продуктивності кожного покладу, що має промислове значення, слід проводити поінтервальне випробування на приплив окремих пластів покладу в перетинах, що знаходяться на різних гіпсометричних рівнях у різних частинах оцінюваної площі. Для визначення максимально можливих дебітів в окремих свердловинах випробування ведуть по всій товщині продуктивного пласта. За низьких дебітів у свердловинах слід виконувати роботи з інтенсифікації припливів нафти і газу.

Разом з зазначеними дослідженнями у свердловинах також відбирають глибинні проби нафти (не менш як три для окремого покладу). Під час їх відбирання потрібно визначати пластовий тиск і температуру.

В ході випробувань необхідно дотримуватись комплексу заходів щодо безпеки робіт, охорони навколишнього середовища, а також утилізації отримуваних продуктів в установленому порядку.

У разі появи води у свердловинах, що знаходяться в контурі нафтогазонасної площі, необхідно визначити місце її припливу та встановити причини надходження. В розвідувальних свердловинах, згідно з даними випробування, мають бути встановлені дебіти води, її температура, тиск та інші показники.

За даними випробування вивчають водоносні горизонти з промисловими концентраціями корисних супутніх компонентів. Корисні компоненти, згідно з «Інструкцією із застосування Класифікації...» та «Вимогами до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів», потрібно визначати в кожній пробі, а якщо їх вміст перевищує мінімальні промислові концентрації (йоду – 10 мг/л, бром – 200, оксид бору – 250, літій – 10, рубідій – 3, цезій – 0,5, стронцій – 300, германій – 0,05, вольфрам – 0,03, магній – 500, калій – 1000 мг/л) – вести підрахунок і облік за умови видобутку на родовищі супутньої води в кількості не менш як 250 тис. м³. За результатами випробування вирішують питання щодо доцільності проведення спеціальних розвідувальних робіт на стадії розвідки з метою оцінювання запасів підземних вод і визначення

можливості їх використання для видобування корисних компонентів або для теплоенергетичних, бальнеологічних та інших потреб.

Гідродинамічні характеристики і хімічний склад пластових вод зіставляють по всіх родовищах району, на підставі чого визначають величини й напрямки зміни пластових тисків вод, а також характер зміни хімічного складу підземних вод водоносних горизонтів, що вивчаються в межах досліджуваних територій, за можливості встановлюють вірогідні області живлення і розвантаження підземних вод.

1.7.6. Комплексне дослідження проб нафти, газу, конденсату і пластових вод

У процесі дослідження відібраних проб нафти, газу і конденсату мають бути визначені:

- для нафти, приведеної до стандартних умов методом диференціального дегазування – фракційний і груповий склад, вміст (у відсотках за масою) силікагелевих смол, масел, асфальтенів, парафінів, сірки, металів, в'язкість і густину, тиск насичення нафти газом, газовміст, розчинність газу у нафті, зміна об'єму, густини і в'язкості нафти в пластових і стандартних умовах, температури застигання і початку кипіння, коефіцієнти пружності; досліджують нафту за глибинними пробами, а в разі неможливості їх відбору – за рекомбінованими пробами нафти пласта; для вивчення товарних властивостей нафти необхідно відбирати й досліджувати спеціальні проби;

- для газу (вільного і розчиненого в нафті) – густина за повітрям, теплота згоряння, вміст (молярна частка, %) метану, етану, пропану, бутанів, гелію, сірководню, вуглекислого газу, азоту; склад розчиненого у нафті газу визначають під час диференціального дегазування глибинних проб нафти за стандартних умов;

- для конденсату (стабільного) – фракційний і груповий склад, вміст парафіну, сірки, густина, в'язкість за стандартних умов, тиск початку конденсації.

Під час вивчення складу нафти і газу необхідно визначати наявність і вміст у них компонентів, що шкідливо впливають на устаткування свердловин, ускладнюють видобуток, транспортування й переробку нафти і газу (корозійна агресивність до металу і цементу, осідання парафіну, сірки, солей, механічних домішок тощо).

На основі аналізу проб пластових вод мають бути встановлені їх хімічний склад, склад розчиненого газу, вміст корисних компонентів, коефіцієнт пружності води, газовміст тощо.

1.7.7. Комплексне вивчення родовищ (покладів) вуглеводнів у процесі розробки

Розробка родовища нафти і газу – це технологічний процес вилучення з родовища нафти, газу та супутніх корисних компонентів, що складається з

двох послідовних етапів: дослідно-промислової розробки родовища та промислової розробки родовища.

Промислова розробка нафтових і газових родовищ передбачає процес вилучення з родовища нафти, газу, конденсату та супутніх їм корисних компонентів на основі відповідних проектних документів після завершення геологічного вивчення родовища, геолого-економічної оцінки і затвердження в установленому порядку запасів нафти, газу і супутніх корисних компонентів.

У процесі розробки здійснюють управління процесом руху флюїдів у колекторі до видобувних свердловин шляхом вибору системи розміщення свердловин, встановлення їх числа, порядку введення в експлуатацію, режиму роботи, регулювання балансу енергії пласта. Під час розробки продовжують вивчати поклади вуглеводнів на кожній стадії за даними ущільнення мереж видобувних свердловин, пробурених спочатку відповідно до проектів дослідно-промислової розробки, а потім – відповідно до проектів (технологічної схеми) промислової розробки цих родовищ.

На основі результатів вивчення уточнюють запаси покладів, планують заходи щодо вдосконалення їх розробки.

На родовищах нафти і газу, що знаходяться в розробці, обов'язково проводиться додаткове вивчення покладів у видобувних свердловинах комплексом досліджень, що включає:

- детальне і комплексне вивчення керна з метою уточнення літолого-мінералогічного складу, властивостей порід-колекторів продуктивного пласта і покришок;
- геофізичні дослідження свердловин, раціональний комплекс яких визначається, виходячи з поставлених завдань і конкретних геолого-геофізичних умов;
- гідродинамічні дослідження, що уточнюють колекторські властивості порід, положення ВНК, ГНК, ГВК.

Крім того, в процесі розробки покладу ведуть спостереження за зміною пластового тиску у покладах нафти і газу, поточних і річних відборів нафти, газу і води, накопиченого видобутку, газового фактора, обводненості продукції та інших показників розробки.

За даними буріння й дослідження видобувних і нагнітальних свердловин, а в разі потреби – за даними дорозвідки уточнюють: геологічну будову покладів, характер зміни ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів продуктивних покладів, якісний і кількісний склад нафти, газу, конденсату, а також основні особливості покладів, від яких залежать умови їх розробки, з метою переведення запасів родовища у вищі класи.

У процесі розробки покладу в п'єзометричних свердловинах потрібно вести систематичні спостереження за зміною пластового тиску. Гідродинамічний зв'язок нафтогазоносних пластів за площею і розрізом необхідно визначати відповідно до вимог чинної «Інструкції з гідродинамічних досліджень пластів і свердловин».

Об'єм і якість досліджень, що проводяться, мають забезпечувати можливість підрахунку запасів нафти і газу не тільки об'ємним методом, а й методами, що ґрунтуються на принципі матеріального балансу.

Під час видобутку нафти і газу визначають кількість видобутих підземних вод, вивчають і підраховують запаси супутніх корисних компонентів, що містяться в них, згідно з таблицею додатка 4 «Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу».

1.8. Вимоги до розвіданості й геологічної вивченості запасів нафти і газу за класами і категоріями

Відповідно до чинної Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, запаси нафти і газу за ступенем їх розвіданості і підготовленості до розробки поділяють на сім класів, у тому числі: 111, 121, 211, 221, які включають розвідані запаси категорій – А, В, С₁, та 122, 222, 332, які включають попередньо розвідані запаси категорії С₂.

Запаси класів 111+221 (кат. А) підраховують об'ємним методом по покладах, що знаходяться в розробці. Вони мають бути детально вивчені за допомогою розвідувальних і експлуатаційних свердловин, пробурених на всій площі покладу за сіткою, ухваленою відповідно до проекту розробки. Межі запасів класів 111+221 (кат. А) визначаються достовірно встановленим контуром покладу. Запаси обов'язково додатково підтверджують підрахунком за одним із методів матеріального балансу.

На площі блока підрахунку запасів класу 111+221 (кат. А) потрібно детально вивчити й достовірно визначити:

1) розміри і форму покладу; у разі порушення нафтогазовміщуючих пластів – положення тектонічних порушень та їх амплітуди (форму і розміри кожного тектонічного блока); для пасток літологічного і стратиграфічного типів – межі виклинювання, заміщення і перекриття проникних порід непроникними;

2) закономірності зміни за площею й розрізом літологічних особливостей продуктивного пласта – його речовинний склад, ефективну та нафтогазонасичену потужності, властивості (відкриту пористість, проникність) колекторів, нафтогазонасиченість;

3) геофізичні критерії оцінки продуктивності пластів, ув'язані з даними по керну, а також нижні межі пористості й проникності нафтогазовіддаючих порід (з урахуванням їх гранулометричного складу, карбонатності);

4) початкові й поточні дебіти нафти, води, початкові й поточні дебіти вільного газу, вміст у ньому конденсату, а також зміни вмісту конденсату з часом (залежно від зміни пластового тиску), коефіцієнти продуктивності свердловин, початковий і поточний пластові тиски, тиск насичення, газовий фактор та його зміни в часі;

5) якість нафти, газу, конденсату, води, вміст у них супутніх компонентів;

б) зміни в часі дебітів нафти, газу і води, положень водонафтового і газоводяного контактів, контурів нафтоносності й газоносності, пластового тиску;

7) сумарний видобуток нафти, газу, конденсату і води по свердловинах і покладах;

8) гідрогеологічні умови – гідродинамічний зв'язок окремих продуктивних пластів і тектонічних блоків, висотне положення контактів газ–нафта–вода, природний режим роботи покладу;

9) найефективніші методи дії на пласт і поклад у процесі їх розробки.

Запаси класів 111+221 (кат. В) підраховують об'ємним методом для покладу, розбурювання якого експлуатаційними свердловинами повністю не закінчене. Вони додатково підтверджуються підрахунком за одним із методів матеріального балансу. Такі запаси за результатами буріння і випробування розвідувальних та експлуатаційних свердловин мають бути достатньо вивчені і встановлені для опрацювання або уточнення проекту розробки покладу й згущення сітки експлуатаційних свердловин:

1) положення продуктивного пласта в розрізі, ступені витриманості його за площею, положення тектонічних порушень, їх амплітуди;

2) літологічні особливості продуктивного пласта – речовинний склад, його загальна, ефективна і нафтогазонасичена товщини, властивості колекторів порід, що утворюють пласт (відкрита пористість, проникність, нафтогазонасиченість, характер їх зміни за площею і розрізом);

3) висотне положення контактів газ–нафта–вода за даними випробування і з урахуванням промислово-геофізичних даних;

4) якість нафти, газу, конденсату, води, а також вміст у них супутніх компонентів;

5) за даними випробування та експлуатації свердловин – початкові й поточні дебіти нафти і води, початкові робочі (оптимальні) дебіти газу, коефіцієнти продуктивності свердловин, початковий і поточний пластовий тиск, тиск насичення, газові чинники;

б) гідрогеологічні умови, природний режим роботи покладу.

До розвіданих класів 111+221 (кат. С₁) належать запаси нових покладів, нафтогазонасиченість яких встановлено на підставі отримання промислових припливів нафти або газу й проведеної дослідно-промислової розробки покладу. Запаси мають бути додатково підтверджені підрахунком за одним із методів матеріального балансу.

Згідно з Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу:

- розвідані запаси підраховують на розвіданих і розроблюваних родовищах (покладах) за умови вивченості типу, форми, розмірів покладу, ефективної нафтогазонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських і нафтогазовіддавальних властивостей, нафтогазонасиченості продуктивних пластів, складу і властивостей нафти, газу та конденсату в пластових і стандартних умовах, а також основних особливостей покладу, що

визначають умови його розробки, екологічних та інших параметрів, достатніх для складання проектів облаштування і промислової розробки родовищ;

- зовнішній контур розвіданих запасів визначається межами зон дренування вуглеводнів, установленими за даними свердловин, які під час дослідно-промислової розробки дали сталі промислові припливи; за відсутності відповідних даних для розрахунків довжина радіуса зони дренування має не перевищувати 500 м; продуктивні свердловини, в яких не проведена дослідно-промислова розробка, можна включати в контур розвіданих запасів, якщо вони є внутрішніми відносно нього;

- коефіцієнт вилучення обґрунтовують поваріантними технологічними й техніко-економічними розрахунками в ТЕО кондицій для встановленого природного режиму (базовий варіант) і (або) з урахуванням можливості його підвищення в разі отримання позитивних результатів під час проведення робіт;

- розвідані запаси визначають за даними закінченої розвідки та дослідно-промислової розробки.

До умовно балансових запасів можуть відноситись тільки розвідані й детально оцінені запаси класу 211 (кат. С₁).

Розвідані запаси відносяться до класів 121+221 (кат. С₁) по покладах, які щойно виявлені і знаходяться у пробній експлуатації окремими свердловинами.

Для віднесення запасів до класів 111+221, 121+221 (кат. С₁) необхідно вивчити і встановити:

- 1) будову й розміри структури, положення продуктивних пластів у розрізі по окремих свердловинах, літологічні особливості – речовинний склад пласта, товщину, пористість, проникність, нафтогазонасиченість продуктивного пласта;

- 2) фактичні добові дебіти нафти і газу по свердловинах, коефіцієнти продуктивності;

- 3) висотне положення контактів нафта–вода, нафта–газ, газ–вода;

- 4) дані щодо пластового тиску, тиску насичення нафти, тиску конденсації пластового газу;

- 5) якість нафти, конденсату і газу, вміст у них супутніх компонентів;

- 6) гідрогеологічні умови, режим роботи покладу за даними дослідження свердловин.

Контур нафтоносності і газоносності покладу проводять за результатами випробування свердловин і матеріалами промислово-геофізичних досліджень з урахуванням геологічної будови структури.

Попередньо розвідані запаси класів 122+222, 332 (кат. С₂), згідно з Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, підраховують у таких умовах:

- на частково розвіданих родовищах (покладах) – за умови отримання в одній або кількох свердловинах припливів вуглеводнів, у тому числі випробувачем пластів, і позитивних результатів геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах; площу підрахунку запасів кожного покладу на структурній основі обмежують рівнем нижньої відмітки його підшви за наявності безводного припливу або за відміткою контактів;

- на розміщених гіпсометрично вище нерозвіданих ділянках, які за відсутності тектонічних порушень безпосередньо прилягають до ділянок із розвіданими запасами, їх площу екстраполюють від свердловин, що дали продукцію, на відстань, яка відповідає подвоєній відстані між експлуатаційними свердловинами, передбаченій технологічними схемами, проектами дослідно-промислової розробки для аналогічних покладів; усі інші параметри приймають за аналогією з сусідніми розвіданими ділянками або визначають за допомогою екстраполяції;

- на нових площах – у разі отримання промислового припливу нафти або газу в одній пошуковій свердловині; при цьому параметри підрахунку запасів визначають за даними її випробування, результатами аналізу керна і промислових досліджень; у разі розміщення свердловини в апікальній частині структури площу підрахунку запасів обмежують колом, радіус якого дорівнює подвоєній відстані між експлуатаційними свердловинами, прийнятій у даному районі для аналогічних родовищ; якщо свердловина розкрила продуктивний пласт на його зануренні, то площу цього круга обмежують з боку занурення контактом нафта–газ–вода, а за його відсутності – горизонтальною площиною на рівні абсолютної відмітки нижньої границі встановленої продуктивності.

До попередньо розвіданих запасів класу 332 (кат. С₂) належать запаси з невизначеним промисловим значенням, наявність яких передбачають на підставі позитивного висновку за результатами ГДС у пробуреній але не випробуваній з різних причин свердловині, сприятливих геологічних і геофізичних даних в окремих нерозвіданих полях, тектонічних блоках і пластах вивчених родовищ, а також запаси нових нафтогазоперспективних структур (у межах відомих нафтогазоносних районів), оконтурених перевіреними для даного району методами геологічних і геофізичних досліджень.

На ділянках, розташованих поза межами наданого спецдозволу на користування надрами запаси відносяться до класу 332.

По нових структурах до класу 332 (кат. С₂) мають бути віднесені запаси нафти і газу з невизначеним промисловим значенням, для яких:

- наявність структури і загальні контури їх встановлені достовірними для даного району методами геологічних і геофізичних досліджень; у межах району ступінь підтверджуваності розмірів і форм цих структур встановлено за даними глибокого буріння;

- наявність колекторів, перекритих непроникними породами, підтверджено на підставі структурно-фаціального аналізу району, та за

даними буріння і позитивного висновку ГДС;

- можливість промислового нафтонасичення або газонасичення колекторів, а також коефіцієнт заповнення структур нафтою чи газом обґрунтовано за аналогією з вивченими родовищами на підставі аналізу умов формування нафтових і газових покладів у межах даної структурно-фаціальної зони.

На площах, у межах яких припливи нафти і газу отримані тільки за допомогою випробувачів пластів у процесі буріння свердловини запаси класу 332 підраховуються за окремими пластами, промислова продуктивність яких прогнозується на підставі аналогічних за геологічною будовою родовищ, що знаходяться в межах даної зони нафтогазонакопичення.

Під час підрахунку запасів нафти і газу класів 122+222, 332 (кат. С₂) необхідно обґрунтувати:

а) контури нафтогазоносності, які визначають площу підрахунку, на підставі аналізу геолого-структурних умов залягання і літологічних особливостей пласта;

б) нафтогазонасичену товщину, пористість та інші підрахункові параметри:

- на нових структурах – із використанням даних по вивчених родовищах, аналогічних за геологічною будовою, і з урахуванням закономірностей тектонічної будови, зміни фацій у межах структурно-фаціальної зони, до якої приурочена дана структура;

- на вже відомих родовищах – за аналогією з вивченими ділянками цих родовищ з урахуванням виявлених закономірностей тектонічної будови і змін літологічного складу порід.

1.9. Підрахунковий план

Основним графічним документом при підрахунку запасів є *підрахунковий план* (рис. 1.10), який складають на основі структурної карти покрівлі продуктивних пластів-колекторів або ж по найближчому реперу, який добре простежується і знаходиться не більш ніж на 10 м вище від покрівлі пласта зі зведенням до покрівлі продуктивних пластів-колекторів. На карту наносять зовнішній і внутрішній контури нафто- і газонасиченості, межі класів (категорій) запасів, а також усі пробурені на дату підрахунку запасів свердловини (з точним позначенням положення гирл, точок перетину ними покрівлі відповідного продуктивного пласта): пошукові, розвідувальні; видобувні; законсервовані, що очікують організації промислу; нагнітальні та спостережні, які дали нафту без води, нафту з водою, газ, газ із конденсатом, газ із конденсатом і водою, воду; які знаходяться у випробуванні й невивчені з наведенням характеристики нафто-, газо- і водонасиченості пластів-колекторів за даними матеріалів інтерпретації геофізичних досліджень свердловин; ліквідовані із зазначенням причин ліквідації, які розкрили пласт, складений непроникними породами.

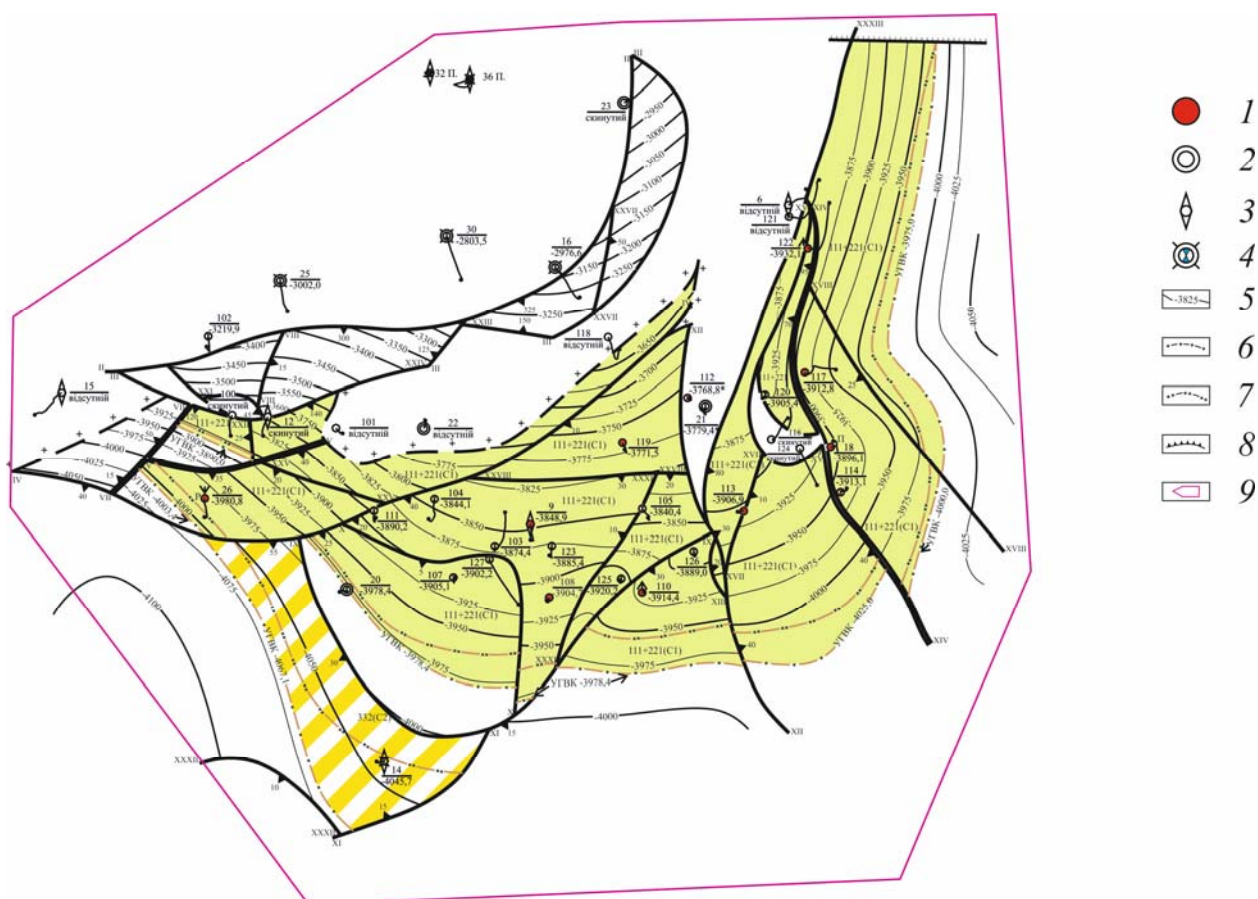


Рис. 1.10. Приклад підрахункового плану покладу:

1 – 4 – свердловини (видобувні (1), розвідувальні (2), пошукові (3), ліквідовані (4)); цифри біля свердловин над рискою – номер свердловини, під рискою – абсолютна відмітка покрівлі колектора, м; 5 – ізогіпси покрівлі колекторів, м; 6, 7 – контури нафто(газо)носності (зовнішній (6), внутрішній (7)); 8 – межа літолого-фаціального заміщення колекторів; 9 – межі спецдозволу на користування надрами; 111+221(С₁) – клас (категорія) запасів

На підрахунковому плані наводять таблицю випробування, де для всіх свердловин зазначають глибину, абсолютні відмітки покрівлі і підшови колектора, інтервали перфорації, початковий і поточний дебіти нафти, газу, води, діаметри штуцера (діафрагми), депресію, тривалість роботи, дату початку обводнення і вміст води у відсотках у видобутій продукції на час оцінювання запасів. За сумісного випробування двох або більше пластів вказують їх індекси. Дебіти нафти і газу мають бути виміряні під час роботи свердловин на однакових штуцерах.

Для видобувних свердловин зазначають: дату введення в експлуатацію; початковий і поточний дебіти, пластові тиски (початковий і поточний); видобуті кількості нафти, газу, конденсату, води; дату початку обводнення, вміст води у відсотках у видобутій продукції на дату підрахунку запасів. Ці дані розміщують у вигляді таблиці на підрахунковому плані. За великої кількості свердловин їх розміщують у вигляді таблиці на аркуші, що додається до підрахункового плану. Крім цього, на підрахунковому плані наводять таблицю прийнятих авторами значень підрахункових параметрів, підрахованих запасів за їхніми класами.

За повторного підрахунку запасів окремо наводять карти зіставлення меж класів запасів, затверджені під час попереднього підрахунку, а також виділені свердловини, пробурені після попереднього підрахунку запасів.

1.10. Характеристика запасів, перспективних і прогнозних ресурсів нафти і газу за класами й категоріями підготовленості до розробки

Запаси, що підраховуються для одного й того самого покладу, унаслідок накопичення фактичних даних на різних стадіях ГРР та даних експлуатаційного буріння й розробки можуть істотно змінюватись.

Маси нафти і конденсату, а також об'єм газу на дату підрахунку у виявлених і розвіданих покладах, що розробляються, приведені до стандартних умов, називають *запасами*. На величину підрахованих запасів впливають об'єм і якість інформації, отриманої під час пошукових і розвідувальних робіт та розробки, а також методи, використані для підрахунку.

Поряд з уже виявленими покладами в нафтогазоносних горизонтах і пластах, а також у літолого-стратиграфічних комплексах об'єктів, які ще не вивчені пошуковим бурінням, можуть міститись скупчення вуглеводнів, наявність яких передбачають на основі даних геолого-геофізичних досліджень і уявлень, що склалися про геологічну будову. Це прогнозні поклади в перспективних, але ще не розкритих бурінням пластах на виявлених родовищах або на підготовлених до буріння площах, а також в літолого-стратиграфічних комплексах з доведеною й передбачуваною нафтогазоносністю в межах крупних геоструктурних елементів.

Маси нафти і конденсату та об'єм газу на дату оцінки, приведені до стандартних умов у вищезазначених об'єктах, називають *ресурсами*. Оцінені поклади ресурсів вуглеводнів відрізняються не тільки ступенем вивченості, а й ступенем обґрунтованості. Наприклад, обґрунтованість запасів у продуктивних пластах, що розкриті бурінням і мають сприятливу щодо нафтогазоносності геолого-геофізичну характеристику, значно вища від обґрунтованості ресурсів у перспективних пластах, ще не розкритих бурінням. Відповідно до «Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», ресурси вуглеводнів за ступенем обґрунтованості поділені на класи (категорії), які утворюють з класами (категоріями) запасів єдиний ряд: 111+121+211+221+331+122+222+332+333+334; А+В+С₁+С₂+С₃+Д₁+Д₂.

Чітке розмежування ресурсів і запасів є доказом належного ступеня вивченості й обґрунтованості, а в кінцевому результаті – і достовірності ресурсів.

Запаси нафти, газу, конденсату і супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, за ступенем вивченості поділяють на розвідані – класи 111, 121 (кат. А+В+С₁) і попередньо розвідані клас 122 (кат. С₂). До умовно балансових відносять запаси класу 211 (кат. С₁), до позабалансових –

запаси класу 221 (кат. С₁) та класу 222 (кат. С_{2пзб}), до запасів з невизначеним промисловим значенням – запаси класу 332 (кат. С₂).

Ресурси цих корисних копалин і компонентів за ступенем вивченості й обґрунтованості поділяють на перспективні – клас 333 (кат. С₃) і прогнозні – клас 334 (кат. Д₁ і Д₂).

Запаси супутніх корисних компонентів, що містяться в нафті і газі у промислових та непромислових кількостях, а також їх перспективні й прогнозні ресурси відповідно підраховують або оцінюють за такими ж класами (категоріями) і в тих же межах, що й корисні копалини, які їх містять.

Умови віднесення запасів, перспективних і прогнозних ресурсів нафти і газу до класів (категорій) наведено в табл. 1.5. Відповідно до «Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу» такими умовами є різні ступені розбуреності й геологічної вивченості покладу.

Дані щодо кількості запасів родовищ, перспективних ресурсів нафти і газу є підставою для облікування їх у Державному балансі й публічного використання. Їх використовують під час надання у користування ділянок надр для геологічного вивчення надр з метою пошуків та розвідки родовищ вуглеводнів, планування розвитку ГРР на нафту і газ. До того ж кожен клас запасів вуглеводнів має визначену сферу застосування.

Запаси нафти, газу, конденсату підраховують окремо для газової, нафтової, газонафтової, водонафтової і газоводяної зон для кожного покладу і для родовища в цілому.

Запаси супутніх компонентів, що містяться в нафті і газі й мають промислове значення, підраховують по покладах і разом по родовищу згідно з класом, визначеним для основної корисної копалини.

Під час підрахунку запасів підрахункові параметри вимірюють у таких одиницях: площу – у тисячах квадратних метрів з точністю до цілих тисяч; товщину – у метрах з точністю до десятих часток одиниці; тиск – у мегапаскалях з точністю до сотих часток одиниці; густину нафти, газу, конденсату і води – в кілограмах на кубічний метр з точністю до цілих чисел; коефіцієнт пористості – з точністю до тисячних часток одиниці; коефіцієнт нафтогазонасиченості – з точністю до сотих часток одиниці; коефіцієнт усадки нафти – з точністю до тисячних часток одиниці; газовміст пластової нафти – у метрах кубічних на тонну з точністю до цілих чисел; поправки на температуру й відхилення від закону Бойля–Маріотта – з точністю до сотих часток одиниці; коефіцієнти вилучення нафти, газу і конденсату – з точністю до тисячних часток одиниць. Запаси нафти, конденсату, етану, пропану, бутанів, сірки і металів підраховують у тисячах тонн, газу – в мільйонах кубічних метрів, гелію та аргону – в тисячах кубічних метрів.

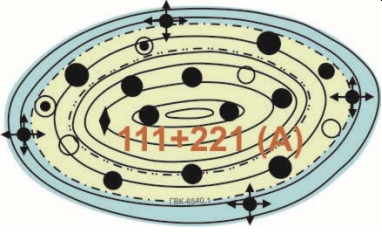
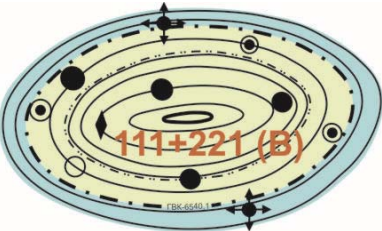
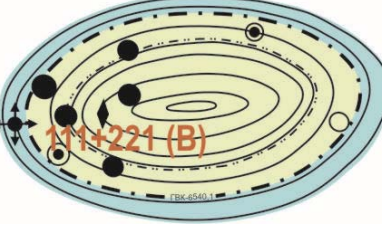
Ресурси вуглеводнів (перспективні, прогнозні), кількісна та економічна оцінка яких проводиться за припущеними параметрами, у повному обсязі (загальні ресурси) належать до групи, промислове значення якої не

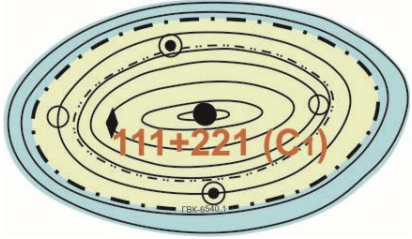
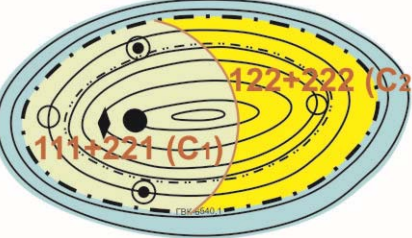


визначено. Ресурси цієї групи можна розглядати як кількісно оцінену мету для пошуків. Для визначення економічної доцільності подальших пошукових і прогнозно-пошукових робіт, розрахунку їх промислового значення при складанні початкової геолого-економічної оцінки (ТЕМ) в загальних ресурсах можна виділяти їх видобувну частину, яку використовують тільки на рівні підприємств, що проводять геологорозвідувальні роботи.

Коефіцієнти вилучення нафти, газу і конденсату визначають на підставі поваріантних техніко-економічних розрахунків, їх затверджує (апробує) ДКЗ України.

Запаси родовищ нафти і газу, що знаходяться в межах охоронних зон крупних водойм, населених пунктів, заповідників, пам'яток природи, історії і культури, належать до умовно балансових або позабалансових на підставі техніко-економічних розрахунків, у яких враховано витрати на перенесення об'єктів або витрати, пов'язані з використанням спеціальних способів розробки родовищ. Якщо фактична цінність очікуваної продукції нафтогазодобувних підприємств вища від сумарних витрат, необхідних для освоєння родовища, то розвідані запаси відносять до групи балансових (видобувних).

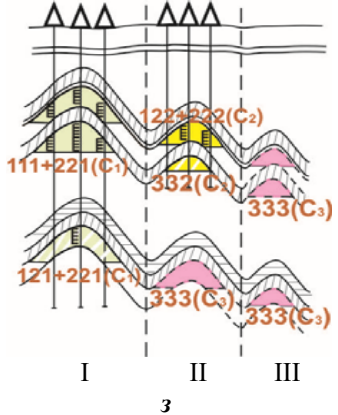
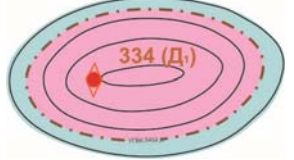
Виділення класів (категорій) запасів і ресурсів

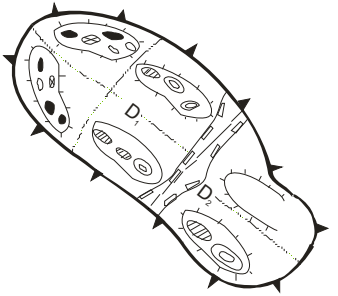
Класифікація сумарних (геологічних) ресурсів		Класифікація запасів і ресурсів	Об'єкти виділення класів (категорій) запасів і ресурсів	Дані, за якими встановлюється або якими обумовлена нафтогазоносність	Межі класів (категорій) запасів і ресурсів	Ступінь вивчення параметрів покладів та основні показники, що визначають умови їх розробки	Приклади виділення меж класів (категорій) запасів і ресурсів
Запаси	Розвідані	111+221 (кат. А)	Поклад, розбурений згідно з проектом розробки	Поклад у розробці	До меж покладу У контурі експлуатаційних свердловин, пробурених за проектом розробки	Вивчені повністю за даними розвідувального і експлуатаційного буріння, розробки покладу	
		111+221 (кат. В)	Поклад, розбурений для проекту розробки родовища нафти або газу	Поклад у розробці	До меж покладу	Вивчені в ступені, достатньому для уточнення проекту розробки за даними експлуатаційного буріння і розробки покладу (його частини)	
			Те саме для частини покладу	Частина покладу в розробці	В контурі експлуатаційних свердловин, пробурених згідно з проектом розробки родовища, покладу нафти або газу		

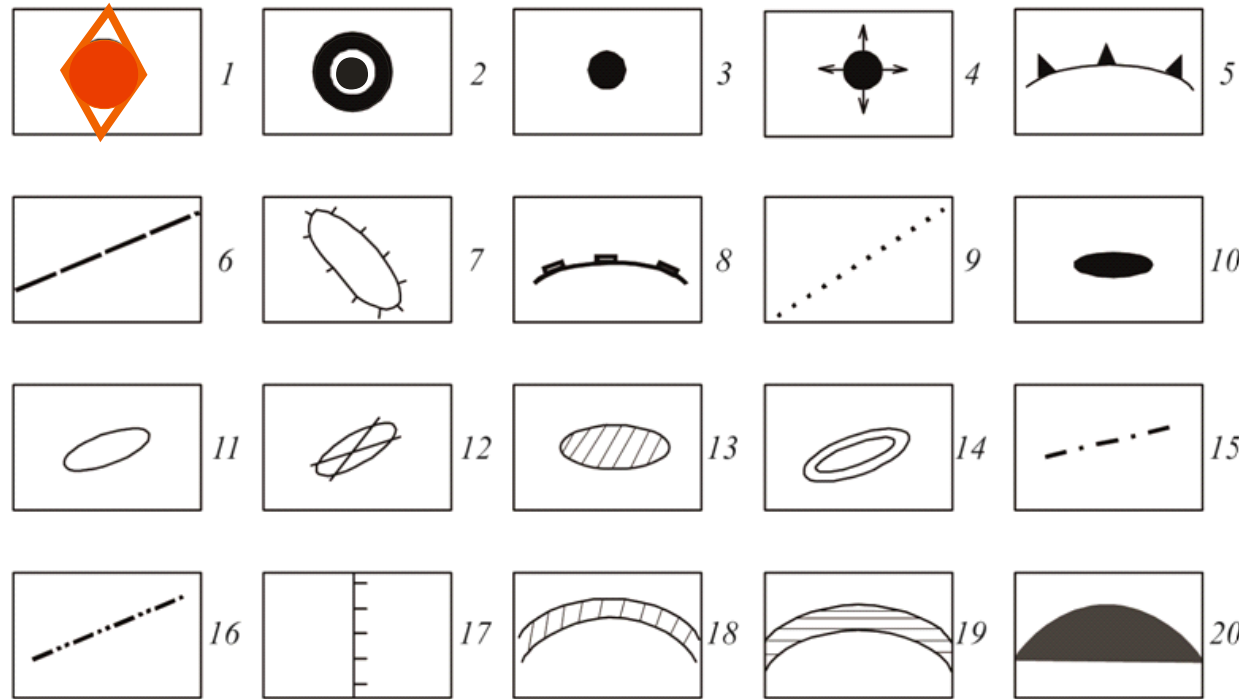
Запаси	Розвідані	111+221 (кат. С ₁)	Розвіданий поклад	Нафтогазоносність покладу, встановлена за отриманими промисловими припливами нафти і газу та результатами позитивної дослідно-промислової розробки	До контуру покладу, проведеного за даними випробування і ГДС, що обґрунтовують гіпсометричне положення ВНК, ГНК, ГВК	Вивчені за даними розвідувального та експлуатаційного буріння, дослідно-промислової розробки у ступені, достатньому для складання технологічної схеми розробки (проекту розробки) родовища нафти або газу. Запаси додатково оцінені й підтверджені методом матеріального балансу.	 <p>2</p>
			Розвідана частина виявленого покладу	Те саме для розвіданої частини покладу	До контуру покладу в межах його дренованої частини. У радіусі, що дорівнює подвійній відстані між видобувними свердловинами сіток, які застосовують на подібних за будовою покладах району	По нафтогазових покладах встановлено промислову цінність нафтової облямівки	 <p>3</p>
		121+221 (кат. С ₁)	Ділянка біля першої свердловини промисловим припливом виявленому покладі, свердловина введена у пробну експлуатацію	Нафтогазоносність, встановлена за даними буріння і випробування однієї свердловини й отримання з неї промислових припливів нафти або газу	У радіусі, що дорівнює подвійній відстані між видобувними свердловинами сіток, які застосовують на подібних за будовою покладах району	Вивчені за геологічними і геофізичними даними пробуреної свердловини, свердловина введена у пробну експлуатацію	 <p>4</p>
						 <p>5</p>	

Запаси	Попередньо розвідані	122+222 (кат. C ₂)	Ділянка біля першої свердловини з промисловим припливом на виявленому нею покладі, свердловина ще не введена у пробну експлуатацію	Нафтогазоносність покладу, встановлена за отриманими промисловими припливами нафти і газу у експлуатаційній колоні (свердловина 122+222 (кат. C ₂))	У радіусі, що дорівнює подвійній відстані між видобувними свердловинами сіток, які застосовують на подібних за будовою покладах району	Вивчені за геологічними і геофізичними даними пробуреної свердловини та результатами її випробування	 <p style="text-align: center;">ε</p>
			Також попередньо розвідана частина, що примикає до вже виявленого покладу	може бути випробувана випробувачем (пластів)	У межах частини покладу, що прилягає до запасів класу 111+221 (кат. C ₁), вздовж контуру, проведеного за аналогією з розвіданою частиною покладу		
		332 (кат. C ₂)	Виявлені поклади в проміжних і вищезалягаючих пройдених бурінням невикопуваних продуктивних пластах на розвіданому родовищі або на тому, що розробляється	Дані буріння, керн і промислово-геофізичні дослідження з позитивними даними ГДС у невикопуваних свердловинах (з використанням аналогії з сусідніми вивченими родовищами в даному районі)	У межах виявлених контурів покладів	Вивчені за геологічними і геофізичними даними пробуреної свердловини або приймають за аналогією з сусіднім родовищем. Підрахункові параметри для покладу – пластові тиски і температури приймають за аналогією з виявленими покладами в тих же пластах сусідніх родовищ	 <p style="text-align: center;">ж</p>
			Поклади невикопуваних пластів окремих склепінь багатосклепінних родовищ, якщо доведена їх повна аналогія з виявленими окремими частинами даного родовища	Те саме з використанням аналогії на розвіданих склепіннях даного родовища	У межах контурів виявлених покладів	Приймають за аналогією з розвіданою частиною покладу Те саме в тих же пластах вивчених склепінь	

Продовження табл. 1.5

Ресурси	Перспективні	<p>333 (кат. С₃)</p> <p>Прогнозні поклади в нерозкритих бурінням пластах на розвіданих родовищах або тих, що розробляються, продуктивні на інших родовищах району</p> <p>Прогнозні поклади на підготовлених сейсмічними роботами до глибокого буріння площах, розміщених в одній структурно-фаціальній зоні з виявленими покладами в межах нафтогазоносного району й оконтурених перевіреними методами геологічних і геофізичних досліджень</p>	<p>Промислова нафтогазоносність, наявність колекторів, перекритих слабопроникними породами, передбачається за аналогією з вивченими родовищами на основі аналізу умов їх формування в межах структурно-фаціальної зони, в якій виділяють перспективні площі</p>	<p>У межах передбачуваної площі покладу</p>	<p>Приймають за аналогією з виявленими покладами, розміщеними в одній структурно-фаціальній зоні з перспективною площею в. Тип, форма, розміри покладу і положення УВНК, УГВК приймають на основі регіональних закономірностей, встановлених у структурно-фаціальній зоні, з урахуванням заповнення пастки</p>	 <p>I – родовище II – родовище і перспективна структура III – перспективна структура</p>
	Прогнозні	<p>334 (кат. Д₁)</p> <p>Прогнозні поклади в літолого-стратиграфічних комплексах із промисловою нафтогазоносністю, доведеною в межах оцінених крупних регіональних структур (I порядку)</p>	<p>Кількісна оцінка базується на результатах геофізичних і геохімічних досліджень та аналогії з вивченими покладами в тих самих комплексах у межах структур I порядку, що оцінюються</p>	<p>Охоплюють у межах частини структури I порядку зі ще не встановленою нафтогазоносністю:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) пастки (локальні підняття), підготовлені до параметричного глибокого буріння; 2) пастки (локальні підняття), виявлені за геологічними і геофізичними даними; 3) території з пастками, передбачувані на основі закономірності їх поширення, встановленими на суміжних добре вивчених (еталонних) територіях 		 <p>i</p>

Ресурси	Прогнозні	334 (кат. Д ₂)	<p>Передбачувані поклади в літолого-стратиграфічних комплексах, промислова нафтогазоносність яких у межах крупної регіональної структури (I порядку) ще не доведена, але прогнозується на основі комплексу існуючих даних геолого-геохімічних і геофізичних досліджень</p>	<p>Кількісна оцінка, що базується на загальних геологічних уявленнях та аналогіях з іншими, більш вивченими структурами I порядку з розвіданими покладами в комплексах, що оцінюються</p>	<p>Охоплюють у межах структур I порядку з невстановленою нафтогазоносністю:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) підняття, підготовлені до параметричного глибокого буріння; 2) підняття, виявлені за геологічними і геофізичними даними; 3) території з передбачуваними пастками 		 <p style="text-align: center;"><i>i</i></p>
			<p>Передбачувані поклади в межах структур I порядку з доведеною нафтогазоносністю</p>		<p>Охоплюють території з нафтогазоносними комплексами, заглибленими значно нижче від досягнутих бурінням глибин, або з нафтогазоперспективними комплексами, продуктивність яких ще не доведена</p>		



Примітка. Поклади: *a* – розбурений згідно з першим і частково з другим (уточненим) проектним документом; *б* – розбурений повністю згідно з першим проектним документом; *в* – розбурений частково згідно з першим проектним документом; *г* – підготовлений до розробки; *д* – частково розбурений пошуковими і розвідувальними свердловинами; *е* – свердловина введена у пробну експлуатацію; *є* – виявлений першою пошуковою свердловиною; *ж* – виділення запасів класу 332 (кат. С₂) в проміжних і вище залягаючих пластах; *з* – виділення перспективних ресурсів класу 333 (кат. С₃); *и* – виділення прогнозних ресурсів класу 334 (кат. Д₁ і Д₂);
 1 – 4 – свердловини: 1 – пошукові; 2 – розвідувальні; 3 – видобувні; 4 – нагнітальні; 5 – межа нафтогазоносної області; 6 – межа нафтогазоносного району; 7 – зони підняттів або валів; 8 – структури I порядку; 9 – зони нафтогазонакопичення; 10 – родовища; 11 – перспективні площі; пастки: 12 – непродуктивні, 13 – підготовлені до буріння, 14 – виявлені; 15, 16 – відповідно зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; 17 – інтервали перфорації; 18 – непроникні породи; 19 – опорний сейсмічний маркуючий горизонт; 20 – нафта або газ

Отже, чинна Класифікація запасів і ресурсів ставить чіткі вимоги щодо віднесення запасів до балансових (видобувних) класів 111, 121, 122, умовно балансових класу 211, позабалансових класу 222, з невизначеним промисловим значенням класу 332.

До позабалансових класу 222 (кат. С_{2пзб}) відносять запаси окремого покладу родовища, якщо його слід розробляти самостійною сіткою свердловин, але оцінені витрати на буріння й облаштування свердловин перевищують дохід від реалізації очікуваної товарної продукції, що комплексно видобувається і комплексно готується до транспортування у вигляді вуглеводневої сировини.

Позабалансові запаси класу 222 (кат. С_{2пзб}) не слід виділяти як частину запасів одного покладу (на окремих ділянках його площі або вертикального розрізу), якщо розробка покладу загалом є рентабельною. Нафта і газ – рухомі флюїди, і при розробці частини покладу флюїди всього покладу рухаються до видобувної свердловини, частково відновлюючи видобуту кількість вуглеводнів.

1.11. Приклади оконтурювання ресурсів і запасів нафти і газу для визначення їх об'єму за етапами геологічного вивчення

Залежно від поставлених завдань і стану вивченості надр застосовують дещо різні підходи до оконтурювання покладів вуглеводнів з метою визначення їх об'єму.

На рис. 1.11 наведено приклад підрахункового плану та розрізу з визначенням меж перспективних ресурсів вуглеводнів класу 333 (кат. С₃). Заповнення пастки приймають за останньою замкненою ізогіпсою прогнозного покладу. Коефіцієнт заповнення пастки можна приймати за аналогією з сусідніми родовищами, що мають подібні будову й умови формування пастки.

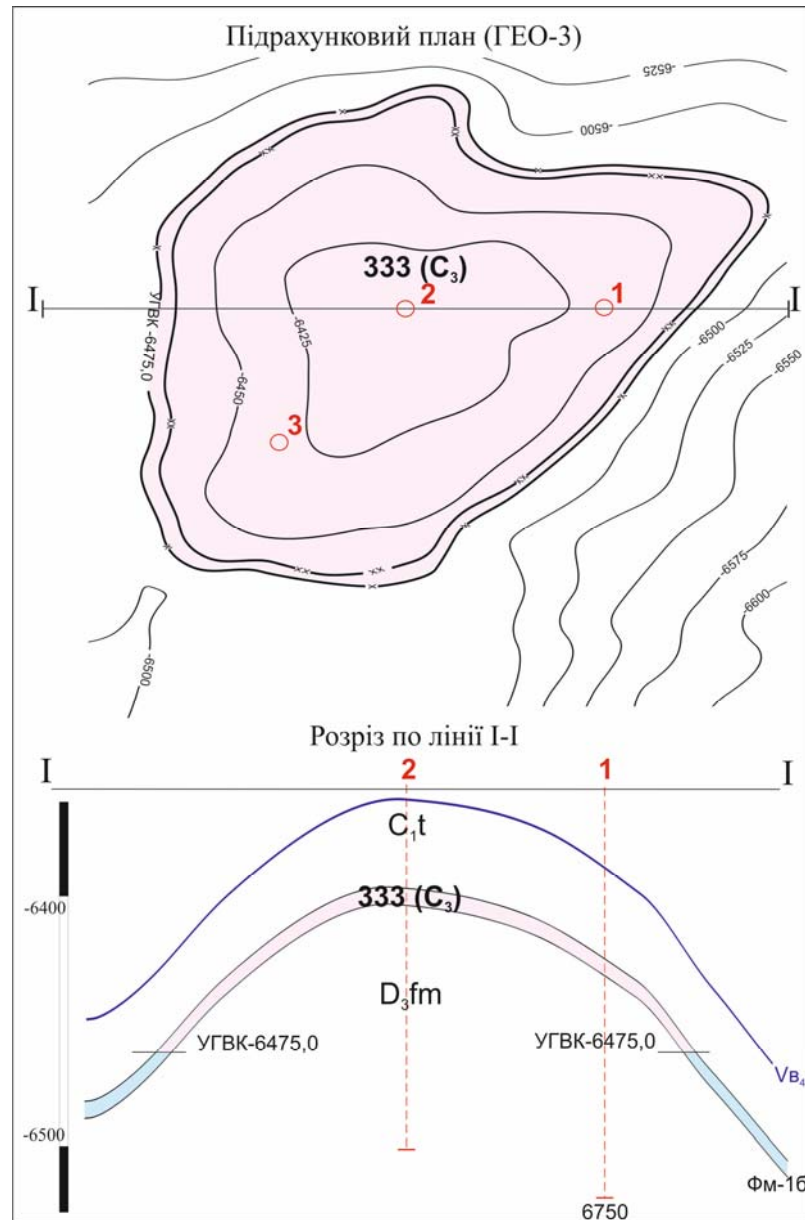


Рис. 1.11. Підрахунковий план та розріз із визначенням меж перспективних ресурсів вуглеводнів класу 333 (кат. С₃)

По перспективних за ГДС покладах вуглеводнів, розкритих одиночною свердловиною але не випробуваною з причин буріння свердловини на більш глибокі перспективні горизонти, на площі покладу вище від НГВП запаси відносять до попередньо розвіданих із невизначеним промисловим значенням класу 332 (кат. С₂), а на площі покладу нижче від НГВП – до рівня глибини УГВК (або УВНК) оцінюють перспективні ресурси класу 333 (кат. С₃).

На рис. 1.12 наведено приклад підрахункового плану та розрізу з визначенням меж попередньо розвіданих запасів з невизначеним промисловим значенням класу 332 (кат. С₂) і перспективних ресурсів вуглеводнів класу 333 (кат. С₃).

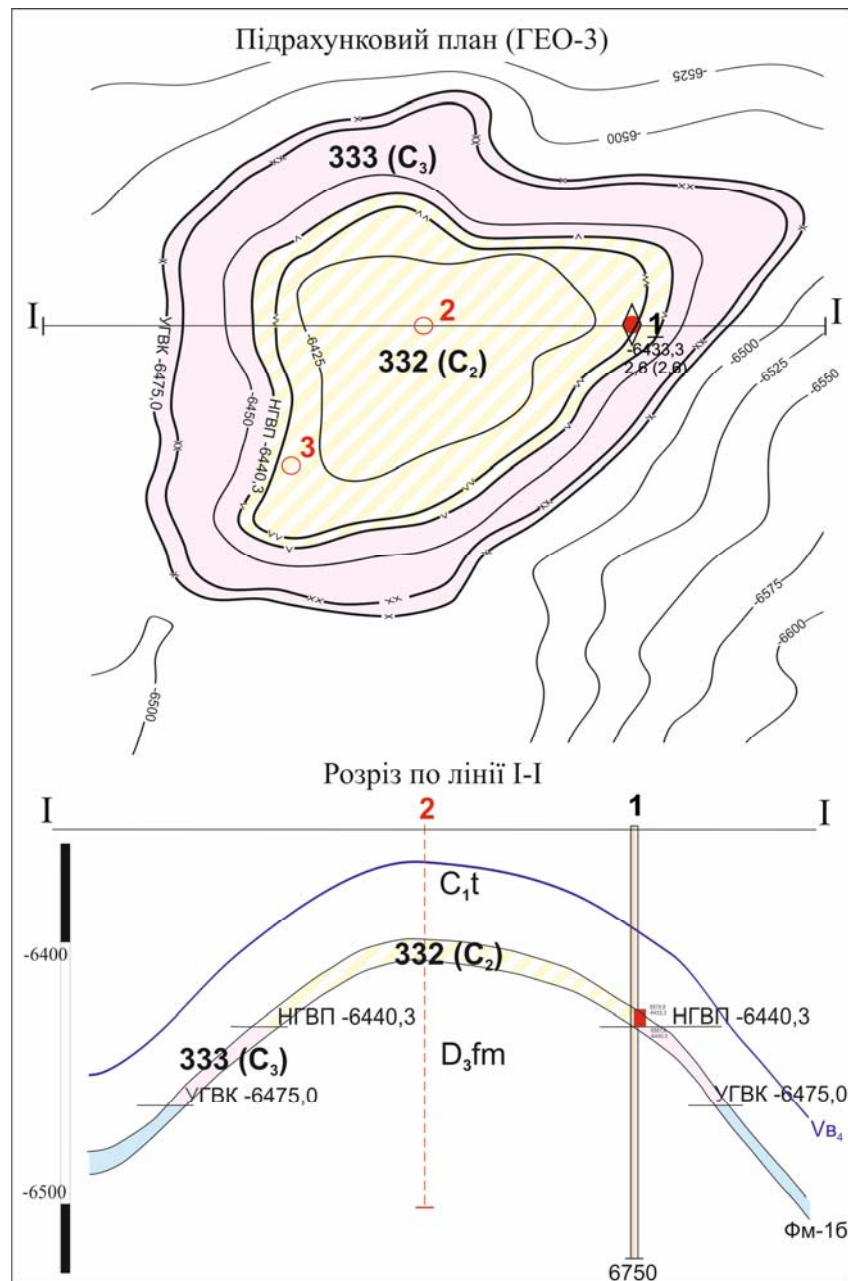


Рис. 1.12. Підрахунковий план та розріз із визначенням меж попередньо розвіданих запасів з невизначеним промисловим значенням класу 332 (кат. C₂) та перспективних ресурсів вуглеводнів класу 333 (кат. C₃)

Запаси нафти і вільного газу відкритих нових покладів підраховують на основі максимального обсягу інформації, яка є на даний час. По свердловині, що дала приплив нафти або вільного газу, потрібно виділити ефективні нафтогазонасичені товщини, вивчити колекторські властивості та інші параметри. Підрахунковий план покладу успадковує структурні побудови, виконані за даними сейсмічних матеріалів, що були основою для здійснення пошукового буріння.

Якщо у свердловині отримано приплив вуглеводнів, але поклад не вводився у дослідно-промислово розробку, запаси відносять до попередньо розвіданих класу 122+222 (кат. C₂), площу підрахунку запасів обмежують колом радіусом 500 м або радіусом, що дорівнює подвоєній відстані між

експлуатаційними свердловинами, прийнятій у даному районі для аналогічних родовищ. На решті площі покладу вище від НГВП запаси відносять до попередньо розвіданих із невизначеним промисловим значенням класу 332 (кат. C_2), а нижче від НГВП до рівня УГВК (або УВНК) оцінюють перспективні ресурси класу 333 (кат. C_3). На рис. 1.13 наведено приклад підрахункового плану та розрізу з визначенням меж попередньо розвіданих запасів вуглеводнів класів 122+222 (кат. C_2), з невизначеним промисловим значенням класу 332 (кат. C_2) та перспективних ресурсів класу 333 (кат. C_3) у разі геолого-економічної доцільності подальшої розвідки й дослідно-промислової розробки.

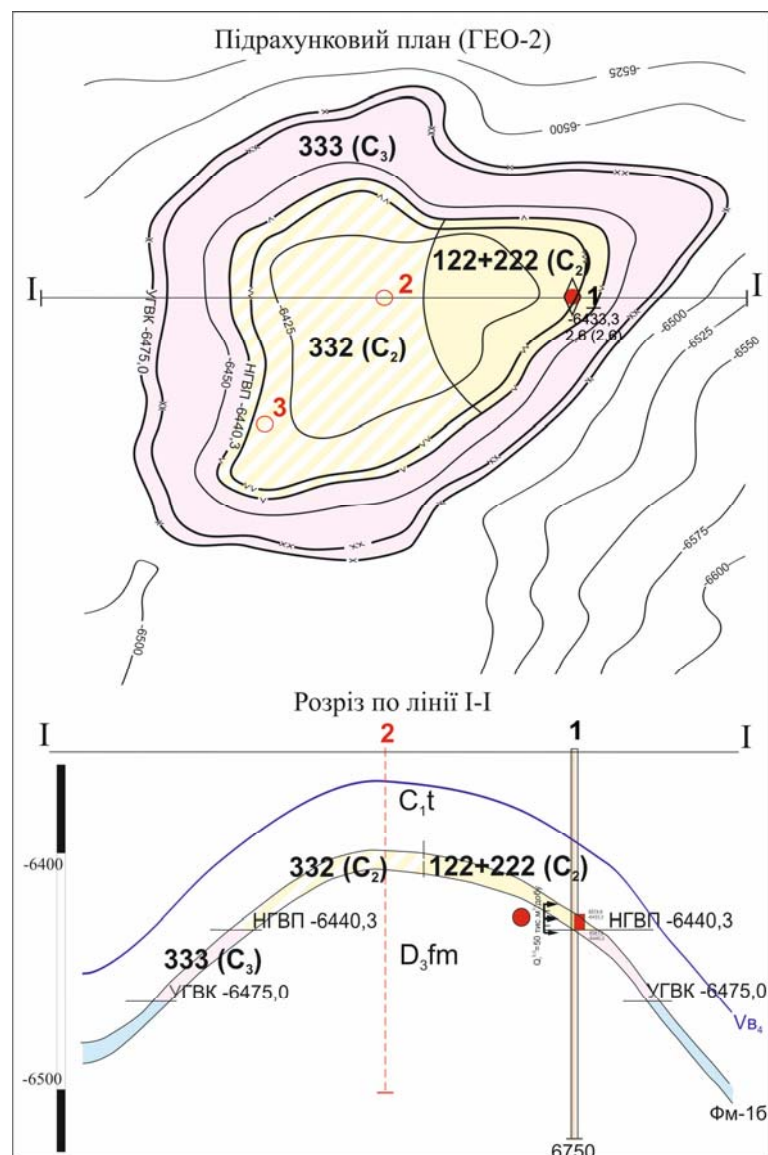


Рис. 1.13. Підрахунковий план та розріз із визначенням меж попередньо розвіданих запасів вуглеводнів класів 122+222 (кат. C_2), з невизначеним промисловим значенням класу 332 (кат. C_2) та перспективних ресурсів класу 333 (кат. C_3)

На рис. 1.14 наведено варіант, за яким у свердловині, що знаходиться у пробній експлуатації, отримано приплив вуглеводнів. У цьому разі запаси

відносять до розвіданих вірогідних класу 121+221 (кат. C_1), а площу підрахунку запасів визначають розрахованим радіусом зони дренування вуглеводнів. За відсутності необхідних даних для розрахунку величини радіуса зони дренування, радіус підрахункової площі беруть не більшим за 500 м.

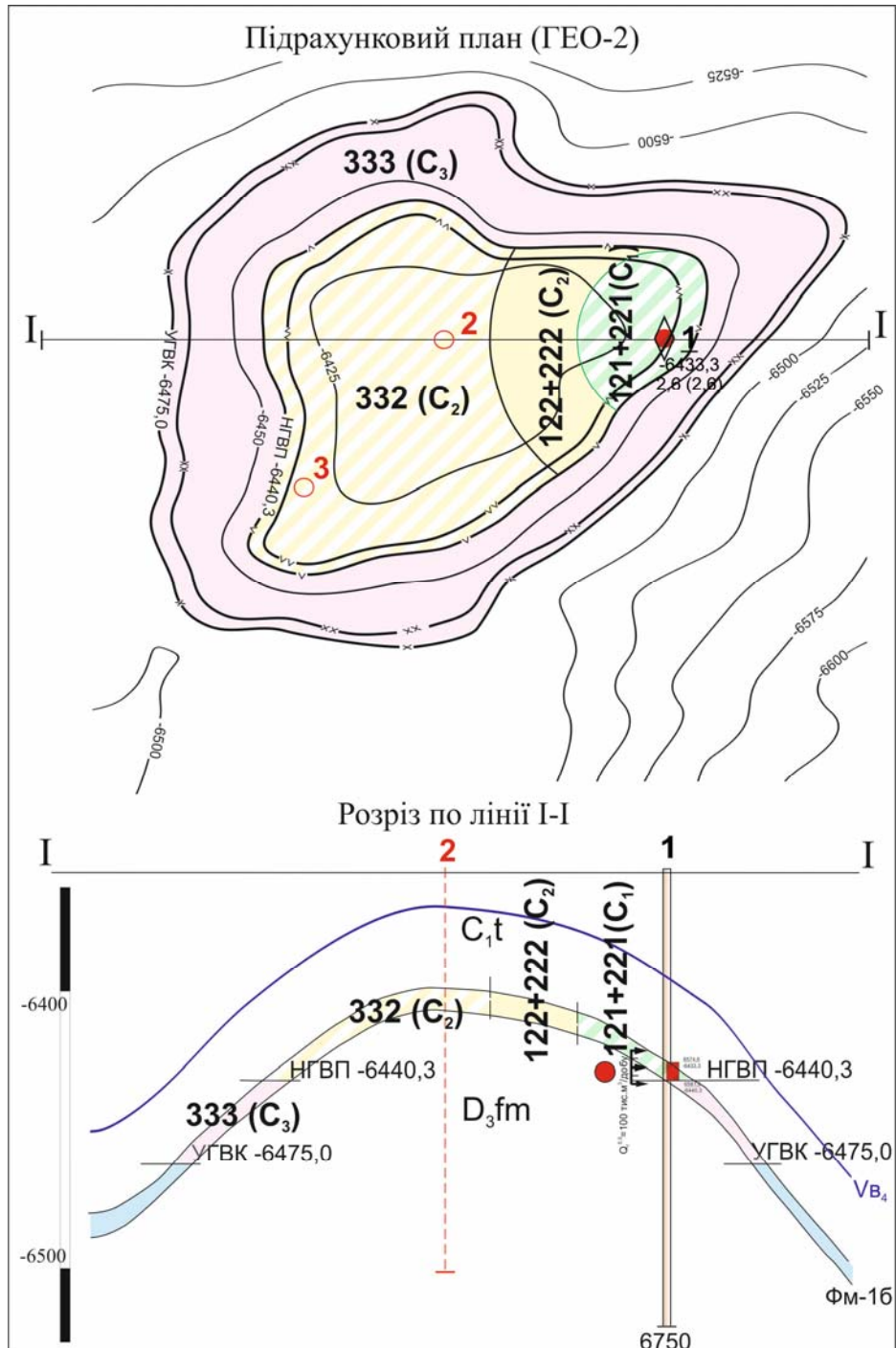


Рис. 1.14. Підрахунковий план та розріз покладу вуглеводнів, розкритого свердловиною, що знаходиться у пробній експлуатації

Приклад, коли у свердловині отримано незначний приплив нафти або вільного газу і, згідно з техніко-економічними розрахунками, видобуток і використання їх економічно недоцільні, ілюструє рис. 1.15.

Запаси покладу вважають позабалансовими (потенційно економічними) класу 222 (кат. $C_{2пзб}$) за результатами геолого-економічної оцінки покладу з попередньо розвіданими запасами. Його розробка на момент оцінки економічно нерентабельна, але в майбутньому запаси можуть стати об'єктом промислового значення (наприклад, у разі підвищення вартості вуглеводнів чи впровадження нових технологій). Запаси вуглеводнів відносять до позабалансових (потенційно економічних) класу 222 (кат. $C_{2пзб}$) тільки на підставі техніко-економічних розрахунків.

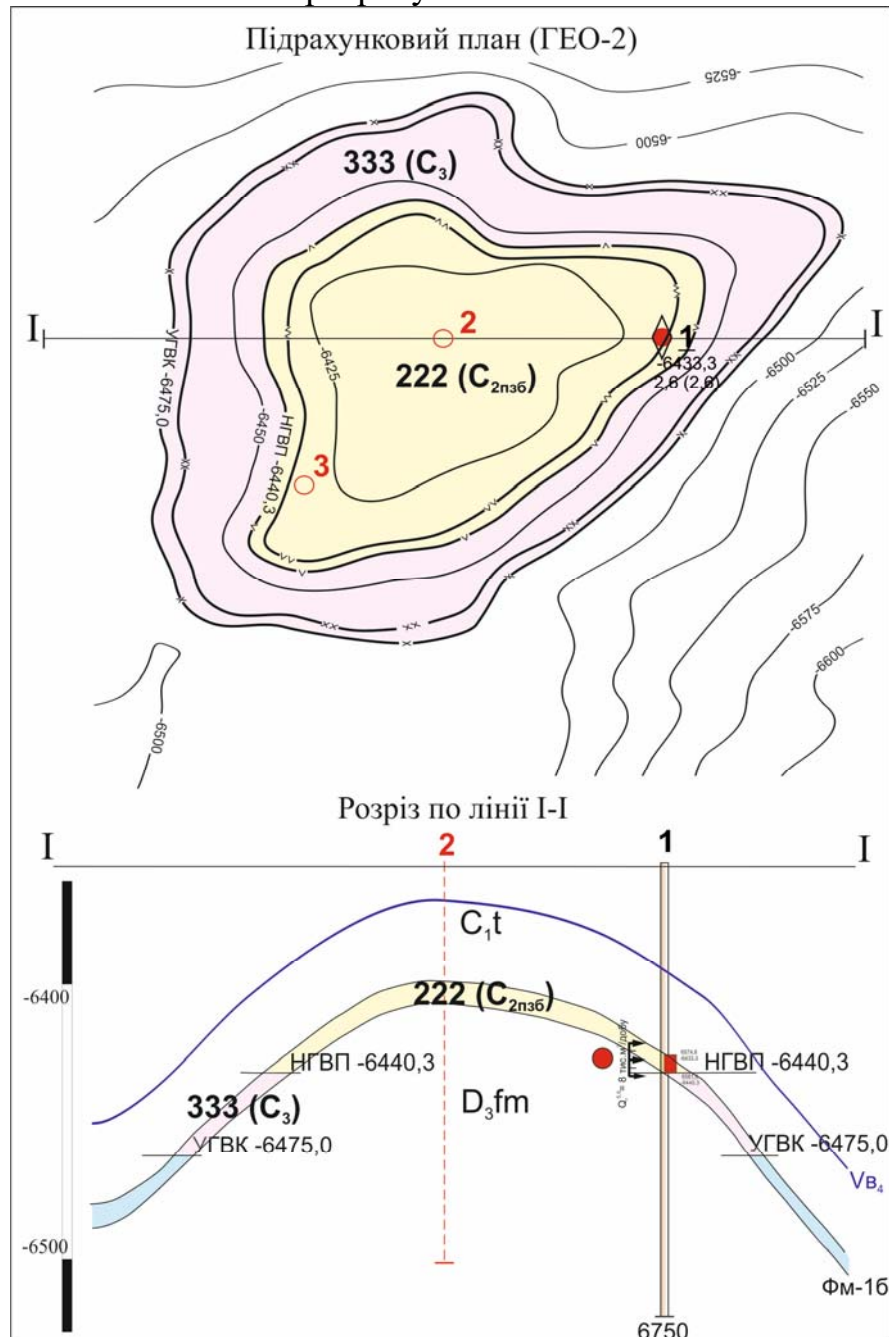


Рис. 1.15. Підрахунковий план та розріз покладу вуглеводнів, розкритого свердловиною з непромисловим припливом вуглеводнів

У разі, якщо проведено дослідно-промислову розробку покладу й обґрунтовано визначено підрахункові параметри, запаси відносять до розвіданих достовірних класу 111+221 (кат. C_1), а площа підрахунку цих

запасів визначається границею зони дренування вуглеводнів, встановленою за даними свердловин, які під час дослідно-промислової розробки дали сталі припливи.

За відсутності даних для розрахунку радіуса зони дренування його беруть не більшим як 500 м.

На рис. 1.16 наведено приклад підрахункового плану та розрізу з визначенням меж розвіданих запасів класів 111+221 (кат. C₁) та попередньо розвіданих запасів класів 122+222 (кат. C₂).

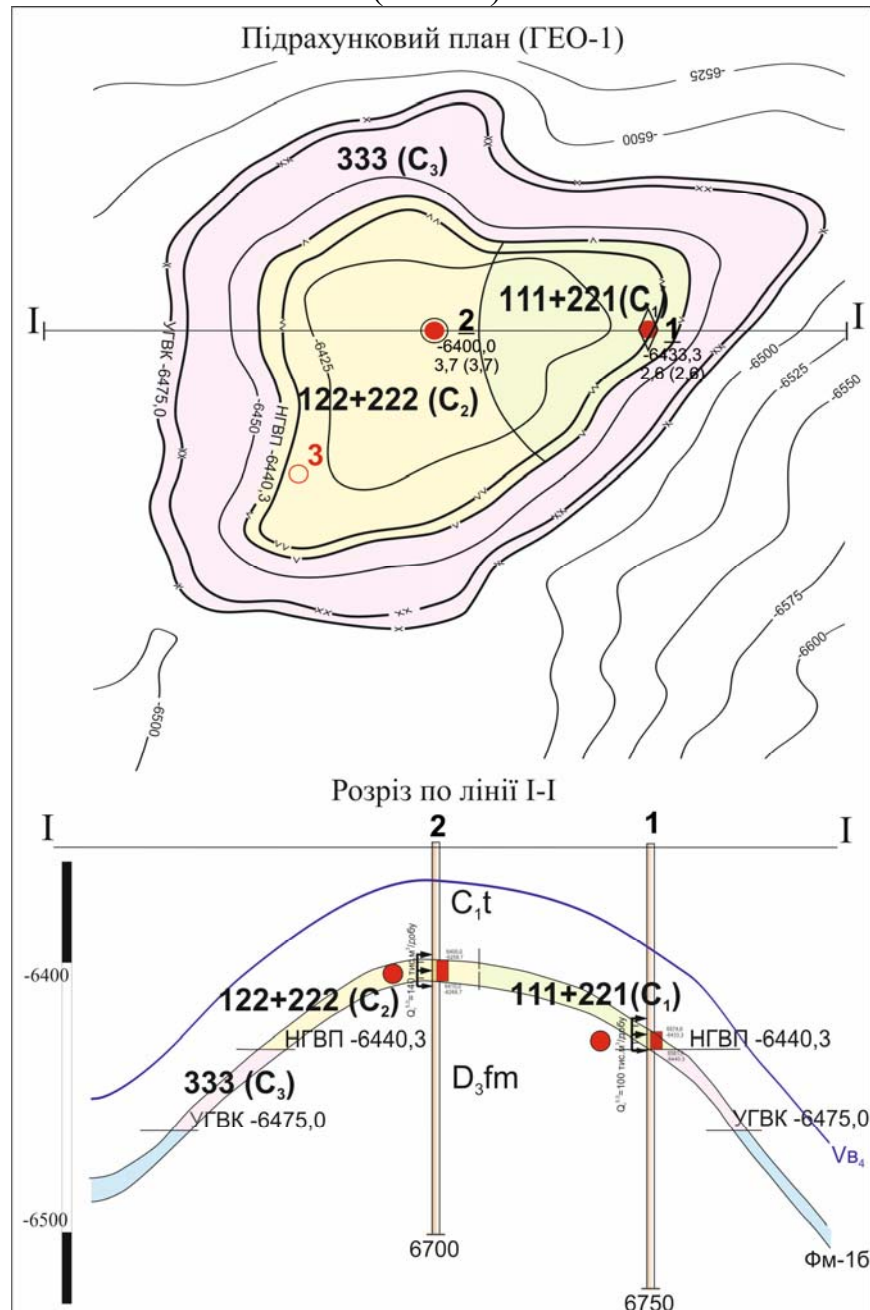


Рис. 1.16. Підрахунковий план та розріз із визначенням меж розвіданих запасів класів 111+221 (кат. C₁)

та попередньо розвіданих запасів класів 122+222 (кат. C₂)

Узагальнений принцип застосування Класифікації запасів і ресурсів залежно від рівня геологічного вивчення та дослідно-промислової розробки покладу ілюструє рис. 1.17.

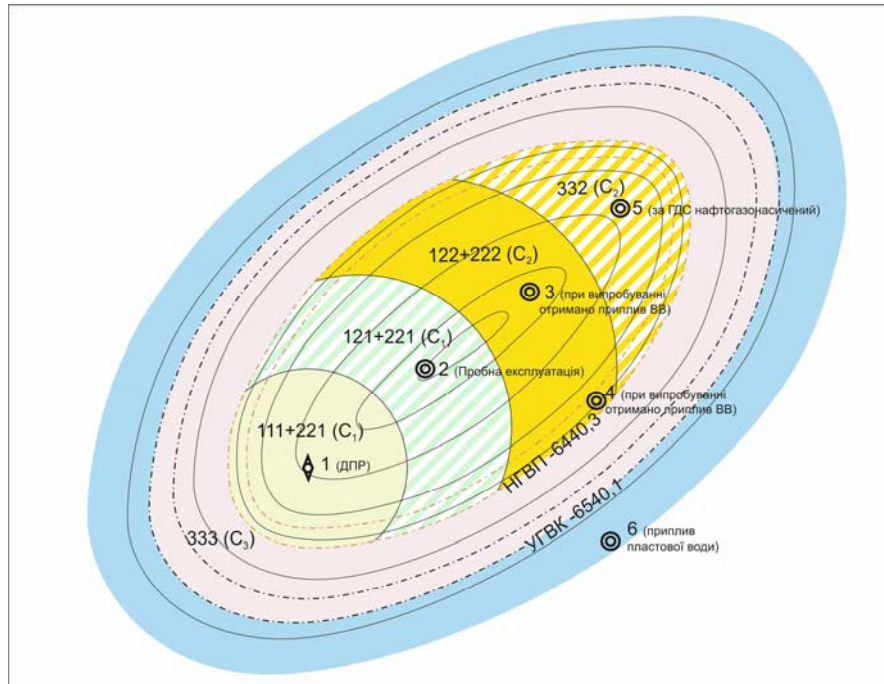


Рис. 1.17. Класифікування запасів і ресурсів родовищ відповідно до рівня геологічного вивчення

Затверджені ДКЗ України запаси вуглеводнів ставляться на облік у Державному балансі запасів вуглеводнів, що мають промислове значення. Дані про запаси нових розвіданих покладів, що підготовлені до промислового освоєння, використовують при проектуванні видобутку, транспортування та комплексної переробки нафти і газу.

За попередньо розвіданими запасами класів 122+222, 332 (кат. C_2) визначають перспективи родовища, планують геологорозвідувальні роботи або геолого-промислові дослідження для переведення свердловин на пласти, що залягають вище, а також для проектування розробки родовищ (на щойно розвіданих покладах, підготовлених до промислового освоєння).

Дані про перспективні ресурси нафти і газу класу 333 використовують при плануванні пошукових робіт з метою приросту запасів класів 111, 121, 122 (кат. C_1, C_2). Відомості про прогнозні ресурси класу 334 (кат. D_1) – для обґрунтування найефективніших напрямів ГРП, їх планування і прирощення запасів на перспективу, обґрунтування довготривалих перспектив розвитку видобутку нафти і газу.

Матеріали про прогнозні ресурси класу 334 (кат. D_2) як менш обґрунтовані й такі, що базуються на загальних геологічних уявленнях та аналогії з більш вивченими територіями – для планування регіональних ГРП і вибору напрямів пошукових робіт.

1.12. Підготовленість родовищ (покладів) нафти і газу до промислового освоєння

За ступенем підготовленості до промислового освоєння родовища 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 корисної копалини.

Родовища (поклади) нафти і газу вважають підготовленими до проведення розвідувальних робіт, якщо ступінь їх геологічного і техніко-економічного вивчення забезпечує можливість визначення корисних компонентів, очікуваних розмірів покладів, їх геологічної будови, технологічних властивостей, гірничо-геологічних умов залягання нафти і газу, гірничотехнічних, екологічних та інших умов видобутку і первинної підготовки з детальністю, достатньою для правильної оцінки їх промислового значення.

Розвідані родовища (поклади, ділянки) нафти і газу вважають підготовленими для промислового освоєння, якщо:

- балансові (видобувні) розвідані й попередньо розвідані запаси нафти і газу, супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, затверджені ДКЗ України;
- встановлено обсяги загальних запасів і ресурсів вуглеводнів у межах родовища (покладу) згідно зі ступенем їх геологічного вивчення; запасів і ресурсів, розміщених поряд з нерозроблюваними родовищами, які можна врахувати для проектування видобувного підприємства і перспектив його розвитку;
- визначено можливість розробки покладів без шкоди для інших покладів нафти і газу, які залишаються у надрах;
- встановлено й оцінено небезпечні екологічні чинники, які впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розвідки, розробки та первинної підготовки сировини, видалення відходів, а також розроблено раціональний комплекс заходів щодо охорони природи; визначено фонові параметри стану довкілля;
- обґрунтовано техніко-економічними розрахунками рентабельність господарської діяльності видобувного підприємства, що проектується, забезпечено узгоджену з користувачем надр ефективність капіталовкладень у розробку родовища (покладу, ділянки).

Для проектування підприємств з видобутку вуглеводнів використовують затверджені ДКЗ України дані про балансові (видобувні) запаси, які детально оцінені (достовірні, клас 111) та попередньо оцінені (вірогідні, класи 121, 122).

При цьому кількість достовірних запасів повинна забезпечити рентабельну діяльність видобувного підприємства (промислу, дільниці)

відповідної потужності на період повернення (окупності) капітальних вкладень у промислове освоєння.

За згодою зацікавлених користувачів надр на умовах економічного ризику можлива передача для промислового освоєння родовища, запаси якого не повністю підготовлені до розробки. В такому разі під час геологічного вивчення запасів вуглеводнів, які передаються у промислове освоєння, мають бути виявлені й оцінені небезпечні екологічні чинники, пов'язані з експлуатацією родовища.

Термін подання матеріалів з підрахунку запасів та їх геолого-економічної оцінки на експертизу до ДКЗ України має не перевищувати трьох років після початку видобутку.

На введених у розробку родовищах проводять дорозвідку й експлуатаційну розвідку:

- дорозвідка розроблюваних родовищ проводиться для підготовки до експлуатації недостатньо вивчених їхніх ділянок і здійснюється відповідно до планів цих робіт;
- експлуатаційна розвідка уточнює геологічну будову, умови залягання флюїдів, їхні властивості, продуктивні характеристики покладів нафти і газу, фільтраційні параметри, можливості застосування ефективнішої технології видобутку вуглеводнів тощо;
- за результатами дорозвідки й експлуатаційної розвідки родовищ (покладів) попередньо розвідані запаси переводять у розвідані, підраховують і обліковують виявлені прирощені запаси.

Перерахунок і повторну державну експертизу запасів родовищ нафти і газу, згідно з чинним законодавством, провадять кожні 5 років експлуатації ділянки надр, а також у разі:

- якщо внаслідок додаткових геологорозвідувальних або видобувних робіт чи спеціальних досліджень сумарні балансові (видобувні) розвідані запаси зростають більш як на 50 % (порівняно з раніше оціненими), або якщо списані і передбачені до списання розвідані балансові (видобувні) запаси як такі, що не підтвердилися чи недоцільні для видобутку за техніко-економічними умовами, перевищують встановлені нормативи;
- якщо перегляд вимог стандартів і технічних умов щодо якості або кількості окремих видів вуглеводнів та технології їх розробки призводить до збільшення сумарних розвіданих балансових (видобувних) запасів більш як на 50 % або до їх зменшення більш як на 20 %.

II. ОБ'ЄКТИ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ ТА ОЦІНКИ РЕСУРСІВ НАФТИ І ГАЗУ

2.1. Взаємозв'язок класів і категорій запасів і ресурсів вуглеводнів з етапами та стадіями геологорозвідувального процесу на нафту і газ

Згідно з «Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженою в 1998 р., а також галузевим стандартом України «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ», затвердженим в 1999 р., класи і категорії запасів та ресурсів нафти і газу певною мірою пов'язані з відповідними етапами і стадіями геологорозвідувального процесу та розробки покладів нафти і газу.

Відповідно до згаданого галузевого стандарту, на регіональному етапі геологорозвідувальних робіт, об'єктами вивчення якого є перспективні регіони України, а також виключна морська економічна зона і континентальний шельф Чорного й Азовського морів, оцінюють прогнозні і перспективні ресурси вуглеводнів.

Ресурси класу 334 (кат. Д₂) оцінюють у межах нафтогазоперспективних районів, де нафтогазонасність ще не доведена. Ресурси цього класу (категорії) виділяють також у структурах продуктивних літолого-стратиграфічних комплексів, занурених нижче від досягнутих бурінням глибин.

На першій стадії ГРР регіонального етапу, спрямованих на виділення нафтогазоперспективних зон і районів зі встановленою нафтогазонасністю для першочергового вивчення й виявлення у їхніх межах перспективних об'єктів (структур), оцінюють прогнозні ресурси вуглеводнів класу 334 (кат. Д₁).

Під час другої стадії робіт регіонального етапу, спрямованих на виявлення перспективних об'єктів (структур) у межах перспективних районів і зон, прогнозні ресурси оцінюють по перспективних пастках, виявлених у районах як зі встановленою, так і з можливою нафтогазонасністю. Ресурси класу 334 (кат. Д₁ локальні) виділяють по виявлених пастках у межах нафтогазоперспективних зон відкритих нафтогазонасних районів.

На кінцевій стадії регіональних робіт, спрямованих на підготування перспективних об'єктів (структур) до глибокого буріння, виявляють та оцінюють перспективні ресурси вуглеводнів класу 333 (кат. С₃). Стадія підготовки об'єктів завершується оцінкою перспективних ресурсів класу 333 (кат. С₃) у підготовлених до пошукового буріння пастках вуглеводнів, приурочених до структурно-стратиграфічної зони нафтогазонасного району, в якій виявлено промислові поклади.

Кінцевим результатом регіональних робіт є початкова геолого-економічна оцінка нафтогазоперспективної ділянки надр на основі перспективних і прогнозних ресурсів вуглеводнів класів 333, 334.

Пошуковий етап геологорозвідувального процесу має за мету відкриття родовищ (покладів) вуглеводнів та підрахунок попередньо розвіданих запасів класу 122+222 (кат. С₂). Геологорозвідувальні роботи спрямовують на локалізацію об'єктів, що вивчаються, та їх послідовну деталізацію. Стадія пошуку родовищ (покладів) завершується після отримання першого промислового припливу нафти або газу з пастки, підготовленої до буріння. Запаси виявленого покладу підраховують, в основному за класами 122+222 (кат. С₂) і частково за класами 121+221 або 111+221 (кат. С₁). Матеріали попередньої геолого-економічної оцінки відкритого родовища (покладу) нафтогазоносної ділянки надр опрацьовують для взяття на облік у Державному балансі родовищ вуглеводнів, що мають промислове значення.

Розвідувальний етап геологорозвідувального процесу включає роботи з оцінювання продуктивних покладів вуглеводнів і підготування їх до промислової розробки. Внаслідок буріння кожної нової розвідувальної свердловини частка запасів класів 122+222 (кат. С₂) по покладах послідовно зменшується і відповідно зростає частка запасів класів 111+221 (кат. С₁). Розвідувальний етап завершується підготовкою родовищ (покладів) до розробки.

Рішення про введення родовища (покладу) в промислову розробку є обґрунтованим, якщо згідно з техніко-економічними розрахунками кількість достовірних запасів вуглеводнів класу 111 забезпечує повернення (окупність) капітальних вкладень у промислове освоєння родовища.

Запаси класів 111+221 (кат. В) підраховують по покладу, достатньо розбуреному для опрацювання проекту на розробку продуктивної ділянки, що розробляється.

Запаси класів 111+221 (кат. А) підраховують по покладу, повністю розбуреному відповідно до проекту розробки продуктивної ділянки.

Отже, на кожній більш детальній стадії геологорозвідувального процесу і розробки покладів вуглеводнів підвищуються детальність їх вивчення і рівень достовірності класу запасів вуглеводнів відповідно до таксонів Класифікації. При цьому уточнюються уявлення щодо геологічної будови ділянок надр, які поділяються на дедалі дрібніші об'єкти відносно попередніх.

Залежність класів ресурсів і запасів вуглеводнів у надрах від стадій геологорозвідувального процесу і розробки родовищ створює передумови для застосування системного підходу щодо виділення об'єктів оцінки ресурсів і об'єктів підрахунку запасів нафти і газу. Їх можна назвати *оціночними об'єктами* – для ресурсів і *підрахунковими об'єктами* – для запасів.

Суть системного підходу полягає у поданні оціночних і підрахункових об'єктів як ділянок перспективних літолого-стратиграфічних комплексів у розрізі нафтогазоносних надр, що приурочені до різномасштабних перспективних геотектонічних структур, які відповідно до своїх розмірів

можуть бути ідентифіковані на певних стадіях геологічного вивчення або промислової розробки.

2.2. Виділення нафтогазоперспективних об'єктів для оцінки прогнозних ресурсів

У прогнозуванні нафтогазоносності на регіональному етапі геологорозвідувального процесу усталилась тенденція до комплексного врахування геотектонічних (латеральних) і літолого-стратиграфічних (вертикальних) критеріїв при виділенні об'єктів оцінки ресурсів за принципом: менший за площею структурно-тектонічний об'єкт ув'язується з вужчою літолого-стратиграфічною одиницею розрізу. Виділені у такий спосіб об'єкти мають істотні переваги, оскільки дають змогу конкретизувати прогноз і тим самим підвищити його достовірність. Масштаби оціночних об'єктів, що виділяються, завжди ув'язуються зі стадіями геологорозвідувального процесу.

У процесі прогнозування нафтогазоносності надр найважливішими є принципи геологічної аналогії. Вони полягають у виділенні на достатньо вивчених нафтогазоносних ділянках надр типових еталонних об'єктів, у межах яких визначають пошукові критерії нафтогазоносності, притаманні даному типу об'єктів. Тоді ступінь прояву пошукових критеріїв на площі подібних ділянок надр, які оцінюють на прогнозній території, є мірою їхньої перспективності на виявлення нафтогазоносності такого типу.

При цьому еталонний об'єкт і той, що підлягає оцінюванню, мають бути приурочені до геоструктурних елементів одного й того самого типу і близького рангу (порядку) за масштабами.

Для виділення ресурсів класу 334 (кат. Д₂) необхідно, щоб один і той самий літолого-стратиграфічний комплекс залягав як у межах еталона – тектонічної споруди визначеного порядку (склепіння, западина тощо), де встановлено нафтогазоносність, так і в межах оцінюваної тектонічної споруди тих же типу і порядку, де нафтогазоносність не доведена. Відклади цього комплексу належать до нафтогазоперспективних. Оціночний об'єкт класу 334 (кат. Д₂) на стадії прогнозування нафтогазоносності в плані обмежується границями перспективної тектонічної споруди або її частини, а в розрізі – товщиною нафтогазоперспективного літолого-стратиграфічного комплексу.

На стадіях виявлення об'єктів (структур) і підготовки їх до пошукового буріння оціночними об'єктами класу 334 (кат. Д₁) є виявлені і підготовлені пастки в межах перспективних тектонічних споруд. У розрізі основним оціночним об'єктом є нафтогазоперспективний літолого-стратиграфічний комплекс.

Оціночні й еталонні об'єкти під час оцінювання прогнозних ресурсів класу 334 (кат. Д₁) на стадії оцінювання зон нафтогазонакопичення вибирають у межах одної крупної геотектонічної споруди I порядку. За площею еталонні ділянки охоплюють споруди меншого порядку (вали,

підняття тощо) або їх ділянки в межах вивчених зон нафтогазонакопичення. Ділянки, що оцінюються, виділяють у межах однакових за рангом і знаком геоструктурних елементів нафтогазоперспективних зон або невивчених частин зон нафтогазонакопичення.

У розрізі еталонним і оціночним об'єктам відповідають вузчі за нафтогазонаосний комплекс інтервали розрізу (тобто горизонти), що простежуються в межах нафтогазонаосного району. Нафтогазонаосність одних і тих самих горизонтів на еталонних ділянках є доведеною, а на об'єктах, що оцінюються – передбачається (прогнозується).

Оціночними об'єктами на стадіях виявлення і підготовки об'єктів до пошукового буріння є виявлені й підготовлені пастки вуглеводнів у межах тектонічних споруд, віднесені до класу 334 (кат. Д₁ локальні). У розрізі таких пасток оціночним об'єктом є нафтогазоперспективний горизонт.

2.3. Виділення нафтогазоперспективних об'єктів для оцінки перспективних ресурсів

При оцінці перспективних ресурсів класу 333 (кат. С₃) рівень (ранг) оціночних об'єктів по латералі відповідає окремій пастці, здатній акумулювати нафту і газ. Тип пастки визначається будовою структурно-фаціальної зони. Причетність груп пов'язаних між собою пасток до однієї зони нафтогазонакопичення (а отже й до однієї структурно-фаціальної зони) зумовлює переважну причетність покладів до одних і тих самих пластів. Отже, при оцінці перспективних ресурсів оціночними об'єктами в плані і розрізі є, відповідно, пастки і нафтогазонаосні пласти. При цьому пласт розглядають як мінімальний об'єкт розрізу, здатний уміщувати самостійний поклад.

Під час узагальнення матеріалів з геологічної будови продуктивних ділянок надр завжди виникають ускладнення з виділенням горизонтів, пластів і прошарків у них. Виходячи з результатів вивчення умов взаємодії пластів при їх дренаванні у разі багатопластових покладів М.М. Іванова, І.П. Чоловський, І.С. Гутман запропонували кількісні критерії для вирішення цього питання. Зокрема, якщо пачка непроникних порід простежується всередині горизонту більш як на 70 % площі покладу, то вона розділяє горизонт на два пласти-колектори. Пачки непроникних порід, поширені менш ніж на 70 % площі покладу, розділяють пропластки колекторів, що належать до одного пласта. Якщо площа поширення кожного непроникного пропластка не перевищує 30 % площі покладу, то такі пропластки істотно не впливають на характер розробки, то ж і пласт слід вважати одним.

Стратиграфічний (віковий) рівень підрахункових об'єктів передбачуваних покладів приймають таким, що відповідає стратиграфічному рівню відомих еталонних покладів. Цим визначається взаємозв'язок між запасами відомих покладів, з одного боку, і перспективними ресурсами прогнозних покладів – з іншого. Водночас достовірність перспективних ресурсів, віднесених до класу 333 (кат. С₃), істотно нижча від достовірності

запасів класів 122+222, 332 (кат. С₂), оскільки для ресурсів не підтверджений сам факт наявності продуктивного покладу.

2.4. Підрахункові об'єкти запасів нафти і газу

Перший підрахунок запасів виявленого (відкритого) покладу виконують після отримання промислового припливу нафти і газу на перспективній площі. В розрізі підрахунковий об'єкт приймають за пласт або за горизонт залежно від того, як ідентифіковані поклади на сусідніх родовищах тієї ж структурно-фаціальної зони.

На стадії оцінки родовищ (покладів) створюють попередні моделі виявлених покладів і родовища загалом. Унаслідок буріння кожної нової свердловини баланс між запасами класів 122+222, 332 (кат. С₂) і 121+221, 111+221 (кат. С₁) зміщується в бік збільшення останнього класу.

Оскільки за даними пробурених свердловин на цій стадії мають бути встановлені фазовий стан вуглеводнів у покладі, властивості флюїдів, ємнісно-фільтраційні властивості колекторів, типи покладів та їх параметри, у деяких покладах з'являється можливість першої диференціації підрахункових об'єктів запасів нафти і газу. Так, на пластових склепінних покладах як самостійні об'єкти в плані виділяють нафтову (газову) і водонафтову (водогазову) зони, що характеризуються різним насиченням колекторів нафтою і газом. Проте даних для виділення окремих об'єктів у розрізі на цій стадії геологорозвідувального процесу, як правило, недостатньо.

На стадії підготовки родовища (покладів) до розробки, якщо розвіданий поклад пов'язаний з пластом, то в розрізі його розглядають як єдиний об'єкт. У випадках, коли нафтовий поклад пов'язаний із горизонтом, отриманих на цій стадії даних виявляється цілком достатньо для першої диференціації горизонту на продуктивні пласти.

На покладі, що розробляється, проводять комплекс досліджень з деталізації його будови, у тому числі:

- розвідувальне буріння для деталізації будови родовища;
- визначення основних характеристик покладів вуглеводнів;
- деталізаційні геолого-геофізичні дослідження;
- складання проектів і проведення дослідно-промислової розробки;
- вивчення природних режимів покладів на підставі дослідно-промислової розробки;
- впровадження методів збільшення продуктивності свердловин;
- визначення приймальності свердловин.

На основі результатів досліджень запаси переводять до класів 111+221 (кат. С₁). За даними досліджень у свердловинах, пробурених за щільнішою сіткою, уточнюють межі поширення колекторів кожного пропластка, що виділяється всередині продуктивного пласта. З урахуванням даних випробування свердловин у теригенному колекторі встановлюють кондиційні значення для пористості, нафтогазонасиченості, проникності,

глинистості та інші параметри, простежують зони поширення пластів і пропластків різної продуктивності, які розглядають як самостійні підрахункові об'єкти. У карбонатному колекторі виділяються у розрізі і простежуються за площею покладу пласти (пропластки) різних типів колекторів, що відрізняються один від одного за колекторськими властивостями.

III. СУМАРНІ АГРЕГОВАНІ РЕСУРСИ ВУГЛЕВОДНІВ

Для порівняння нафтогазоносності різних регіонів користуються поза класифікаційними інтегральними оцінками, які включають: накопичений видобуток, запаси, ресурси нафти і газу всіх облікових класів (категорій).

Першим назву таким оцінкам ще в 1932 р. дав І.М. Губкін, об'єднавши всі складові терміном «загальні геологічні запаси». Незважаючи на те, що ця назва досить точно відображала суть, вона не отримала значного поширення, оскільки практика кількісного прогнозування нафтогазоносності регіонів у ті роки була обмеженою.

Друге «впровадження» цього поняття пов'язане з кінцем 1950–початком 1960 років, коли почали широко розгортатися роботи з кількісного оцінювання перспектив нафтогазоносності, що сприяло відкриттю низки нових нафтогазоносних провінцій. В геологічну термінологію увійшло нове поняття – «потенційні ресурси», в яке вкладався той самий зміст, що і в «загальні геологічні запаси».

Слід зазначити, що з самого початку термін «потенційні ресурси» викликав різку критику видатних геологів. Так, М.О. Жданов неодноразово підкреслював, що включення у поняття «потенційні» накопиченого видобутку є нелогічним.

У 1983 р. в практику робіт з прогнозування нафтогазоносності замість поняття «потенційні ресурси» було введено поняття «сумарні ресурси».

Сумарні ресурси можуть бути початковими і поточними. Під *початковими сумарними ресурсами* регіону розуміють суму розвіданих запасів класів 111+221, 121+221, 211 (кат. А+В+С₁) і попередньо розвіданих запасів класів 122+222, 332 (кат. С₂) на родовищах до початку їх розробки, а також перспективних ресурсів класу 333 (кат. С₃) і прогнозних ресурсів класу 334 (кат. Д₁+Д₂), підрахованих і оцінених у межах регіону на дату оцінювання або уточнення прогнозних ресурсів.

Поточні сумарні ресурси менші від початкових на величину накопиченого видобутку на родовищах регіону, що розробляються до моменту оцінювання прогнозних ресурсів.

Серед сумарних ресурсів нафти, газу і конденсату доцільно виділяти ресурси, які можна вилучити з надр. Такі ресурси відповідають поняттю *сумарні видобувні ресурси*.

Початкові сумарні видобувні ресурси регіону визначаються сумою на ту ж саму дату видобувних запасів класів 111+121+122 (кат. А+В+С₁+С₂) до початку розробки родовища і покладів; видобувних перспективних ресурсів класу 333 (кат. С₃) і видобувних прогнозних ресурсів класу 334 (кат. Д₁+Д₂).

Поточні сумарні видобувні ресурси відрізняються від початкових на величину накопиченого видобутку на дату оцінювання або уточнення прогнозних ресурсів.

Згідно з складеною послідовністю виявлення, підготовки та використання будь-якого виду мінеральної сировини (в тому числі нафти і

газу), що склалося історично, початкові потенційні ресурси цієї сировини на поточний час розвідані тільки частково. При цьому частина з них уже вилучена і використана. Тому логічно поділити початкові потенційні ресурси на накопичений видобуток (вилучені ресурси) і поточні потенційні ресурси (або ресурси в надрах).

Початкові потенційні ресурси – це загальна кількість промислових запасів нафти і газу, які містились до початку розробки у відомих родовищах, а також перспективні ресурси й кількісна оцінка прогнозів нафтогазоносності, тобто – це сума вже вилученої нафти розвіданих запасів класів 111+121 (кат. A+B+C₁), попередньо-розвіданих запасів класу 122 (кат. C₂), запасів з невизначеним промисловим значенням класу 332 (кат. C₂), перспективних ресурсів класу 333 (кат. C₃) і прогнозних ресурсів класу 334 (кат. D₁+D₂). Це ресурси нафти і газу, наявні у породах, що генерували їх, і які надійшли до них у результаті геологічних, геохімічних процесів, які відбувалися в земній корі.

Накопичений видобуток є тією частиною початкових потенційних ресурсів, яка вилучена на поверхню і підготовлена до використання або використана. Стосовно нафти і газу, накопичений видобуток включає в себе сумарний видобуток нафти або газу, отриманий з моменту першого промислового припливу до певної дати, станом на яку здійснюється той чи інший розрахунок, пов'язаний з необхідністю використання даних про накопичений видобуток. Частина корисної копалини, яка залишилась у надрах (або залишилась станом на поточну дату), утворює поточні потенційні ресурси.

Поточні потенційні ресурси – це загальна кількісна оцінка нафти і газу, які знаходяться на даний час у відомих (розвіданих і тих, що розробляються), а також передбачуваних і можливих до відкриття й використання у майбутньому родовищах. У районах, де видобуток нафти і газу не розпочато, початкові й поточні потенційні ресурси однакові. Кількісні оцінки потенційних ресурсів не є сталими і періодично переглядаються в міру зміни уявлень про геологічні умови акумуляції та консервації покладів вуглеводнів, а також умов їх розробки і використання.

Потенційні ресурси (поточні потенційні ресурси) поєднують у собі запаси і ресурси вуглеводнів.

Класифікаціями провідних нафтогазодобувних країн процес сумування оціночних обсягів ресурсів та запасів вуглеводнів по окремих пластах, проектах, компаніях або територіях для отримання узагальнених даних щодо їхньої продуктивності, позначається терміном **агрегування (aggregation)**. При цьому відзначається, що дані по запасах і ресурсах різних класів та категорій належить сумувати з належним врахуванням різних ступенів їхньої достовірності та ступеню технічного та комерційного ризику з врахуванням яких ці запаси та ресурси були класифіковані.

IV. ВЛАСТИВОСТІ Й ХАРАКТЕР ЗАЛЯГАННЯ НАФТИ, ГАЗУ ТА ВОДИ У ПЛАСТОВИХ УМОВАХ

У процесі акумуляції рідких і газоподібних вуглеводнів у пастці газ, нафта і вода диференціюються за густиною. Газ займає найвищу частину пласта-колектора й утворює «газову шапку», нижче – розміщується нафта, а під ними – вода.

Залежно від кількісного співвідношення рідких і газоподібних вуглеводнів, що потрапили в пастку, а також від їх компонентного складу і сили тиску в продуктивних пластах можуть утворюватись поклади, що є одно- або двофазовими системами.

За підвищених пластових тисків і кількісного переважання рідких вуглеводнів увесь вуглеводневий газ розчиняється в нафті й утворюється однофазовий нафтовий поклад. За значного переважання газоподібних вуглеводнів над рідкими в умовах високих тисків і температур останні можуть розчинятися в газоподібних й утворювати однофазовий газоконденсатний поклад.

У пластових умовах повний гравітаційний розподіл газу, нафти і води не відбувається, оскільки частина води (зв'язана вода), що утримується молекулярними силами і силами поверхневого натягу, залишається в газо- і нафтонасичених частинах пласта.

Нафта і газ за хімічним складом є дуже складними сумішами вуглеводнів, властивості яких у пластових умовах значно відрізняються від властивостей, визначених за зразками цих вуглеводнів, відібраних на денній поверхні.

Необхідно врахувати, що в процесі розробки нафтових і газових покладів у міру відбирання флюїдів із продуктивних пластів пластовий тиск знижується, внаслідок чого змінюються властивості вуглеводнів, що залишилися у пласті. Тож для того, щоб розуміти явища, які відбуваються в надрах, необхідно вивчати не тільки властивості нафтовміщуючих порід, а й фізичні властивості рідин і газів, що входять до складу флюїдів.

4.1. Вуглеводневий газ

Вуглеводневі горючі гази в надрах перебувають або у вигляді скупчень вільного газу (газові й газоконденсатні поклади і «газові шапки» над нафтовими покладами), або в розчиненому стані у нафті чи в пластових водах. Гази, розчинені в нафті, називають *супутніми*, оскільки вони видобуваються разом із нафтою. Природні вуглеводневі гази – це складні суміші граничних вуглеводнів складу C_nH_{2n+n} , які містять у різних співвідношеннях метан, етан, пропан і бутан. Іноді до складу газу входять важкі вуглеводні – пентан, гексан і гептан. Метан зазвичай становить більшу частину вуглеводневих газів (табл. 4.1).

Таблиця 4.1

Фізичні властивості газів

Показник	Метан СН ₄	Етан С ₂ Н ₆	Пропан С ₃ Н ₈	Ізобутан С ₄ Н ₁₀	n-бутан С ₄ Н ₁₀	Ізопентан С ₅ Н ₁₂	n-пентан С ₅ Н ₁₂	Гексан С ₆ Н ₁₂	Гептан С ₇ Н ₁₆	Азот N ₂	Вуглекислий газ СО ₂
Молекулярна маса М	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	72,151	86,178	100,198	28,016	44,011
Величина, обернена молекулярній масі	0,0623	0,0333	0,0227	0,0172	0,0172	0,0139	0,0139	0,0116	0,00998	–	–
Густина газу в рідкій фазі за водою	0,3	0,378	0,509	0,564	0,564	0,624	0,631	0,664	0,688	0,808	1,56
Відносна густина за повітрям	0,555	1,049	1,562	2,067	2,091	2,49	2,674	2,974	3,450	0,967	1,529
Молярний об'єм, м ³ /моль	22,36	22,16	21,82	21,75	21,50	20,87	20,87	22,42	22,47	22,404	22,26
Молярна маса, кг/моль	0,716	1,342	1,968	2,595	2,595	3,22	3,22	3,85	4,47	1,25	1,965
Питомий об'єм газу в рідкій фазі, м ² /кг	0,442	0,29	0,272	0,23	0,236	0,205	0,207	0,182	0,1625	–	–
зрідженого газу в газовій фазі, л/кг	2,26	3,36	3,66	4,36	4,2	4,9	4,85	5,49	6,15	–	1,19
Критична температура, °С	–82,65	+32,23	+96,62	+134,93	+151,94	+187,19	+196,45	+234,15	+266,95	–146,94	+31,0
Критичний тиск, МПа	4,61	4,88	4,25	3,65	3,80	3,38	3,36	3,01	2,74	3,39	7,38
Молекулярна газова стала, Дж/(кг·°С)	51,94	27,70	18,84	14,30	14,30	11,65	11,65	9,65	8,31	29,67	18,88

4.2. Відхилення вуглеводневих газів від законів ідеальних газів

Вуглеводневі та інші неідеальні гази тією чи іншою мірою не відповідають законам газового стану для ідеальних газів.

Стисливість вуглеводневих газів. Рівняння Клапейрона справедливе для вуглеводневих газів тільки за умови введення поправки на стисливість газу. *Коефіцієнтом стисливості газу* називають відношення об'ємів реального та ідеального газів за одних і тих самих тисків і температур.

Після введення цього коефіцієнта рівняння Клапейрона в молярній формі набуде вигляду

$$PV = ZNRT,$$

де Z – коефіцієнт стисливості газу.

Для одного кілограм-моля газу:

$$Z = \frac{PV}{RT}.$$

Об'єм реального газу V_p (об'ємний коефіцієнт пластового газу) за тиску P і температури t дорівнюватиме:

$$V_p = V_0 \frac{1,033}{P} \frac{T + t}{T + t_{ст}} Z,$$

де V_0 – об'єм газу за стандартних умов; $t_{ст}$ – стандартна температура.

Наближене значення коефіцієнта стисливості газу для різних умов визначають експериментально (рис. 4.1). Воно залежить від фракційного складу газу. Для цього попередньо визначають величини псевдокритичного тиску $P_{п.кр}$ і псевдокритичної температури $T_{п.кр}$ для даної суміші вуглеводневих газів.

Псевдокритичний тиск ($P_{п.кр}$) і псевдокритичну температуру ($T_{п.кр}$) суміші газів знаходять за співвідношеннями

$$P_{п.кр} = \sum(x_i \cdot P_{кр.i}); \quad T_{п.кр} = \sum(x_i \cdot T_{кр.i}),$$

де $P_{п.кр}$ і $T_{п.кр}$ – псевдокритичні тиск і температура; x_i – мольний або об'ємний вміст газу в суміші, %; $P_{кр}$ і $T_{кр}$ – критичні тиски і температури окремих компонентів газу.

Псевдоприведеним тиском ($P_{п.пр}$) називають відношення абсолютного тиску, під яким перебуває суміш газів, до псевдокритичного тиску, *псевдоприведеною температурою ($T_{п.пр}$)* – відношення абсолютної температури суміші до псевдокритичної температури:

$$P_{п.пр} = \frac{P_{абс}}{P_{п.кр}}; \quad T_{п.пр} = \frac{T_{абс}}{T_{п.кр}}.$$

За відсутності даних про фракційний склад вуглеводневого газу наближені значення псевдокритичних тиску і температури можна визначити за його відносною густиною за повітрям (рис. 4.2).

Здебільшого, у тому числі й при підрахунку запасів нафти методом матеріального балансу, користуються *об'ємним коефіцієнтом пластового газу*, який відповідає зміні об'єму 1 м³ газу, відібраного за стандартних умов, при перенесенні його в пластові умови.

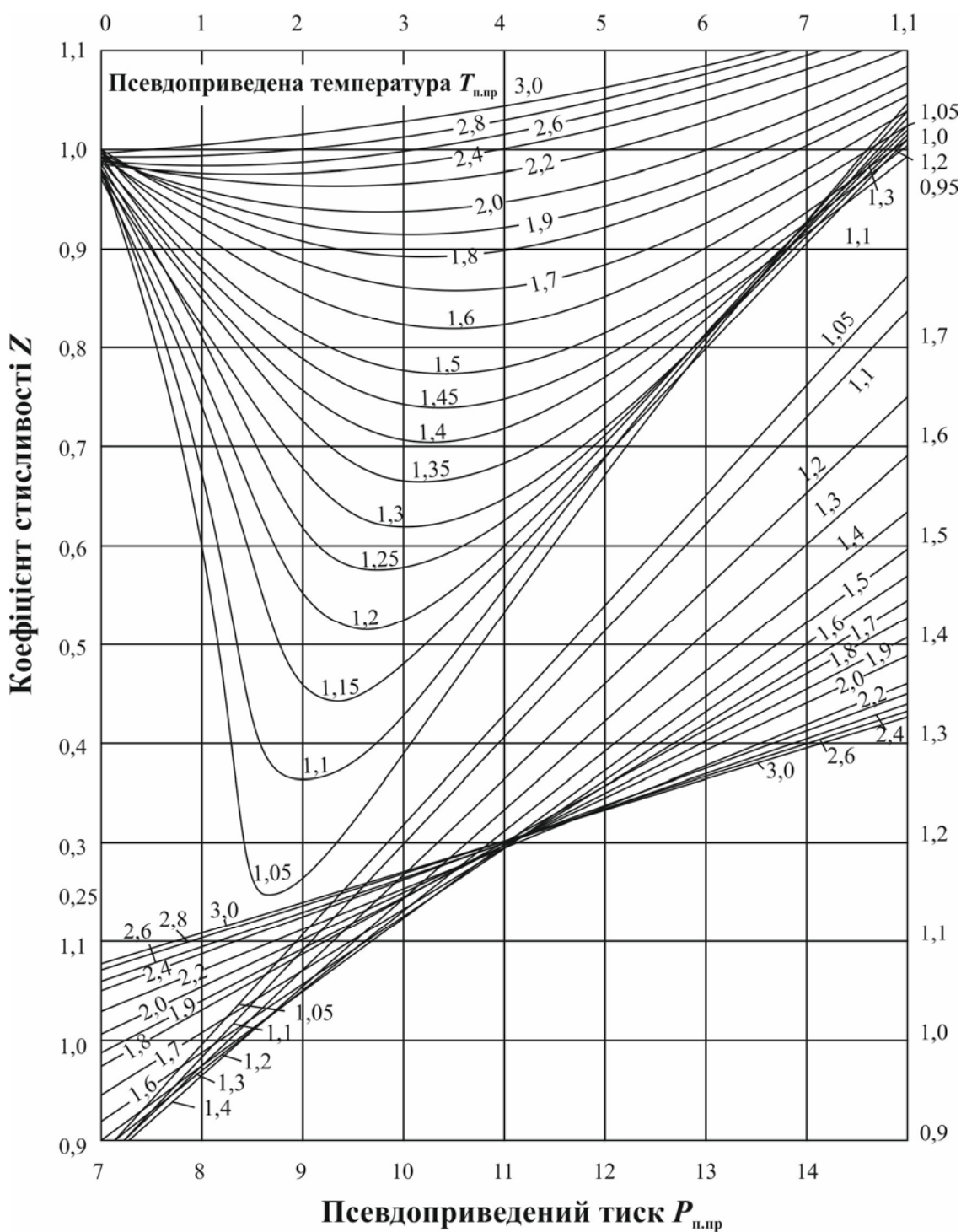


Рис. 4.1. Залежність коефіцієнта стисливості вуглеводневих газів від псевдокритичних тиску і температури (графік Г.Г. Брауна)

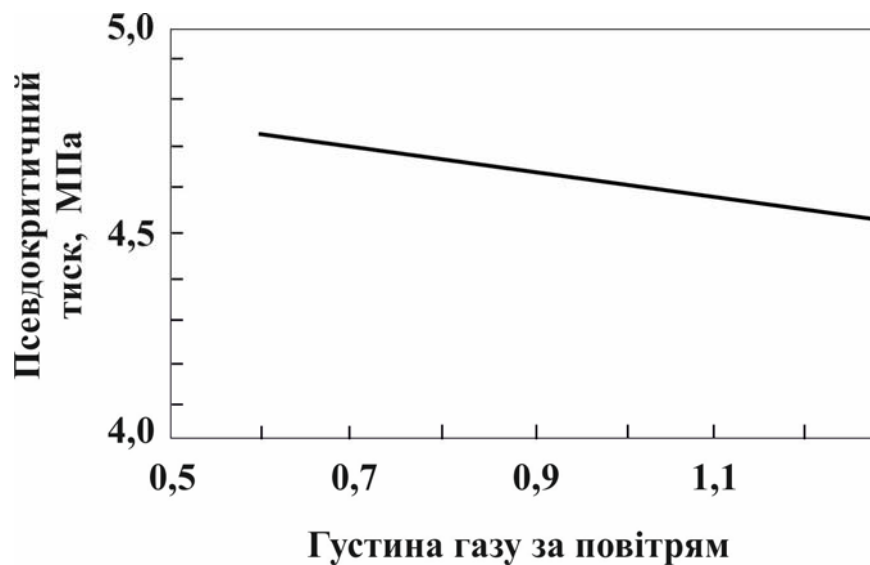
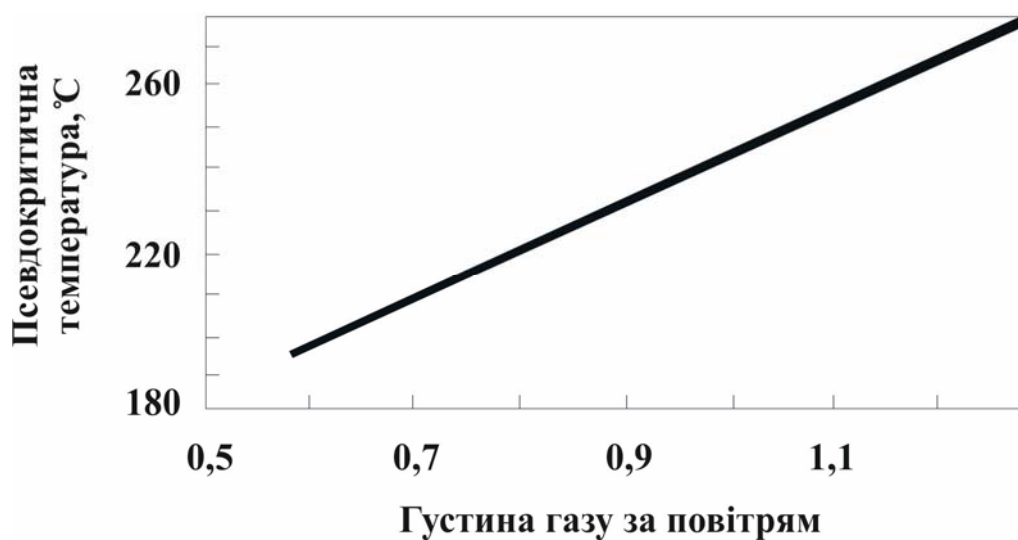
*a**б*

Рис. 4.2. Залежність псевдокритичних тиску (а) і температури (б) від густини вуглеводневого газу

За $t_{ст} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$ об'ємний коефіцієнт пластового газу дорівнює

$$\nu = 0,00378Z \frac{T + t_{пл}}{P},$$

за $t_{ст} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$\nu = 0,00351Z \frac{T + t_{пл.}}{P}.$$

Значення цього коефіцієнта для нафтових газів зазвичай змінюється від 0,0075 до 0,010.

Розчинність вуглеводневих газів значно відхиляється від закону Генрі і тим більше, чим краще вони розчиняються в рідині. Чим «жирніший» вуглеводневий газ, тим краще він розчиняється в нафті. Розчинність сухих нафтових газів у нафті з підвищенням тиску змінюється за лінійним законом, тобто коефіцієнт розчинності для них сталий. Для «жирних» газів ця залежність криволінійна й описується рівнянням

$$N = Cp^b,$$

де b – показник, що характеризує ступінь відхилення розчинності газів від закону Генрі.

Розчинність вуглеводневих газів у нафті різної густини залежно від тиску ілюструє рис. 4.3, а, б.

У міру зниження тиску з нафти спочатку виділяються сухі важкорозчинні гази, переважно метан, а потім «жирніші».

У легких нафтах вуглеводневі гази розчиняються краще, ніж у важких. З підвищенням температури розчинність газів у рідині збільшується.

Найточнішим є визначення кількості розчиненого в нафті газу за глибинними пробами. При дослідженні цих проб, відібраних зі збереженням пластових умов, вимірюють параметри газу, що виділяється з нафти в міру зниження тиску аж до атмосферного. Слід зауважити, що процес дегазації нафти може відбуватися за різних умов. Якщо весь газ, що виділяється з розчину, до закінчення дегазації залишається в контакті з нафтою, то процес називають *контактним дегазуванням*, якщо ж виводиться із системи – *диференціальним*.

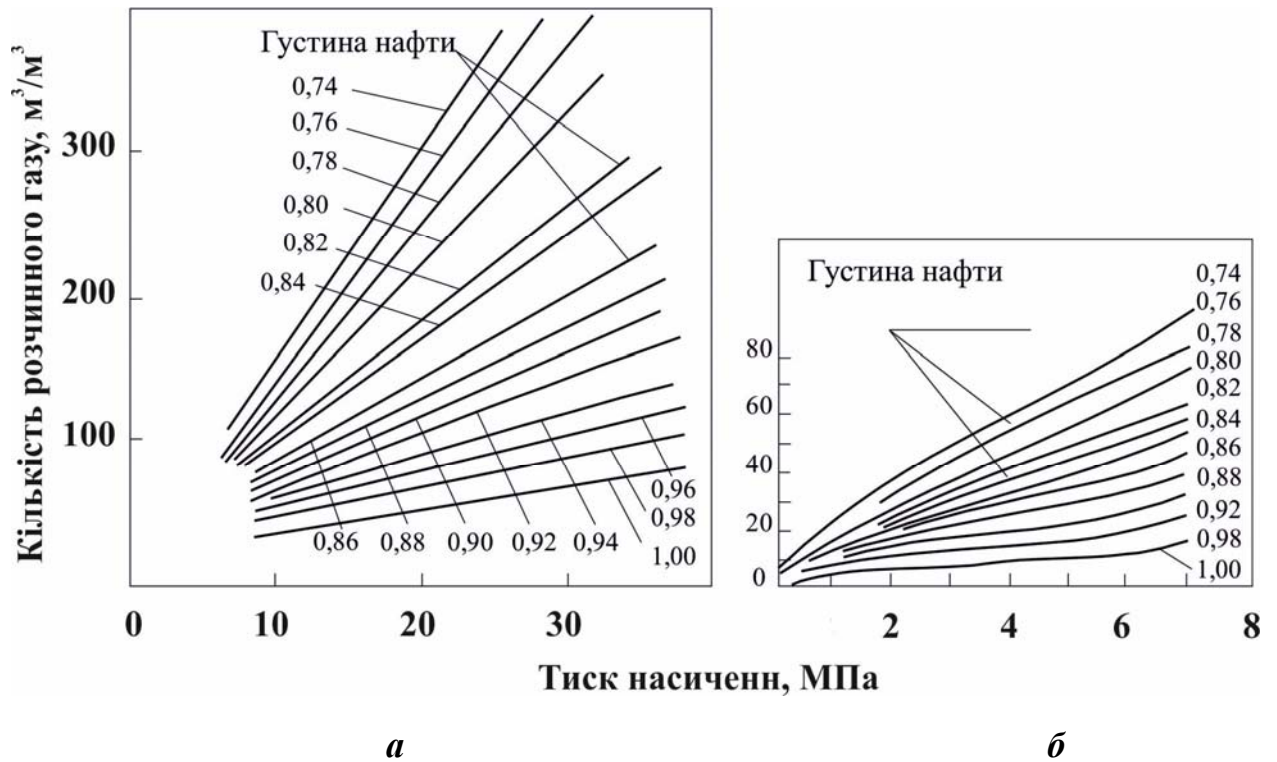


Рис. 4.3. Розчинність вуглеводневих газів у нафті за різних тисків

За контактного дегазування з розчину виділяється більше газу, ніж за диференціального. Це пояснюється тим, що в першому випадку в системі зберігаються всі компоненти газу, що виділяються з розчину, в тому числі й найлегші, які підсилюють пароутворення важчих вуглеводнів.

За диференціального дегазування внаслідок відведення із системи фракцій, що виділяються з розчину, з рідиною контактують важчі фракції, парціальний тиск яких зростає і тому інтенсивність виділення газу з розчину зменшується.

Взагалі процеси розчинення суміші газоподібних важких вуглеводнів у нафтах, а також їх дегазація дуже складні. Слід пам'ятати, що вуглеводневі гази за порівняно низьких їх концентрацій у повітрі утворюють з ним надзвичайно вибухонебезпечну суміш. Так, для метану верхня і нижня межі вибуховості становлять 5 і 15 % об'єму, для пропану – відповідно 2,4 і 9,5 %, для пари важчих вуглеводнів ці межі ще нижчі.

Вуглеводневі гази – цінна сировина для хімічного виробництва, промислових і побутових потреб.

4.3. Нафта

Нафта – це суміш вуглеводнів метанового, нафтенового та ароматичного рядів із переважанням метанових або нафтенових вуглеводнів. Крім того, в ній у невеликих кількостях містяться кисень, сірка, азот та мікрокомпоненти: хлор, йод, фосфор, арсен, калій, натрій, кальцій, магній, іноді – радій.

Вуглеводні метанового ряду із загальною формулою C_nH_{2n+2} належать до насичених. Вони переважають у нафтах Західного Сибіру, Північного Кавказу, Середньої Азії, Румунії, Північної Америки та ін. Нафти, в яких переважають вуглеводні нафтенового ряду, мають формулу C_nH_{2n} , трапляються в Азербайджані, Західній Україні та ін. Нафти, які містять ароматичні вуглеводні, що мають загальну формулу C_nH_{2n-6} , досить рідкісні. Родовища з такою нафтою відомі в районі Верхньочусовських Городків і в деяких інших.

Вуглеводні CH_4 – C_4H_{10} за нормальних умов (0,1 МПа, 0 °С) є газами, C_5H_{12} – $C_{16}H_{34}$ – рідинами, $C_{17}H_{36}$ – $C_{35}H_{72}$ – твердими речовинами, які називають парафінами і церезинами. За пластових умов у нафті містяться всі три складові частини. На поверхні вона втрачає газ і з неї частково виділяються парафіни.

За вмістом сірки нафти поділяють на малосірчисті (сірки до 0,5 %), сірчисті (сірки до 0,51-2 %) та високосірчисті (> 2 %), за вмістом смол – на малосмолисті (< 5 %), смолисті (5–15 %) і високосмолисті (> 15 %), за вмістом парафіну – на малопарафінові (до 1,5 %), парафінові (1,51–6 %), високопарафінові (> 6 %).

До складу нафти входять такі фракції, °С: до 100 – бензин першого ґатунку, до 110 – бензин спеціальний, до 130 – бензин другого ґатунку, до 265 – ґас ґатунку «метеор», до 270 – ґас звичайний. Залишок є мазутом, з якого при підігріванні (під вакуумом) до 400–420 °С відбирають мастила.

За фракційним складом розрізняють легкі (бензинові) й важкі (паливні) нафти. Якщо у нафті міститься більш як 20 % олив, її називають *оливою*.

Найповнішу картину щодо характеру пластової нафти отримують у результаті експериментальних її досліджень за пластових температури і тиску на основі вивчення глибинних проб. За глибинними пробами визначають тиск насичення, розчинність газу в нафті, об'ємний коефіцієнт, стисливість, густину, в'язкість нафти. Властивості пластових нафт наближено розраховують за емпіричними графіками, побудованими на експериментальному матеріалі, які пов'язують характеристики дегазованої і пластової нафт. Щоб розрахувати характеристики пластової нафти, треба

знати густину сепарованої нафти, газовміст (розчинність газу в нафті за даного пластового тиску), пластові температуру і тиск.

Основні властивості нафти. Густину нафти, як і будь-якої іншої речовини, вимірюють у кілограмах або тоннах на 1 м^3 .

За стандартних умов ($0,1 \text{ МПа}$, $20 \text{ }^\circ\text{C}$) вона коливається від 760 до 1060 кг/м^3 . Її вимірюють як за стандартних (поверхневих), так і за пластових умов. Густину дегазованої нафти за стандартних умов ρ_n визначають за допомогою ареометра чи денсиметра за даними проб нафт, відібраних з гирла свердловини. Густину нафти за пластових умов $\rho_{n,пл}$ визначають за глибинними пробами пластової нафти або за рекомбінованими пробами.

Параметри $\rho_{n,пл}$ і ρ_n пов'язані між собою залежностями

$$\rho_n \theta = \frac{\rho_{n,пл}}{1 + r_g}; r_g = \frac{r \rho_a \rho_r}{1000}.$$

$$\rho_n \theta = \frac{\rho_{n,пл}}{1 + r_g}; r_g = \frac{r \rho_a \rho_r}{1000}.$$

У США густину нафти виражають у градусах API (Американський нафтовий інститут) за 60 F (близько $15,5 \text{ }^\circ\text{C}$). Густина води в цих одиницях становить $10 \text{ }^\circ\text{API}$. Щоб виразити густину нафти в міжнародній системі одиниць використовують формулу

$$\rho_{15} = \frac{141,5}{131,5 + \text{API}}.$$

Густина нафти значно знижується з ростом температури і після розчинення в ній газів. У зв'язку з цим за пластових умов вона є меншою, ніж на поверхні за стандартних умов.

Питома вага нафти – це сила тяжіння одиниці її об'єму, яку можна визначити за формулою

$$\gamma = \rho g,$$

де ρ – густина; g – прискорення вільного падіння.

Питома вага не є сталою величиною, оскільки залежить від прискорення вільного падіння в кожній точці простору.

В'язкість, або внутрішнім тертям, називають властивість рідини чинити опір взаємному переміщенню часточок, з яких вона складається. Кінематичну в'язкість визначають у стоксах ($1 \text{ Ст} = 1 \text{ см}^2/\text{с}$), динамічну в пуазах ($1 \text{ Пз} = 0,1 \text{ Па}\cdot\text{с}$).

В'язкість нафти майже не залежить від пластового тиску, зменшується з підвищенням температури і значно зменшується при розчиненні в ній газів.

Поверхневий натяг рідини – це протидія нормальним силам, прикладеним до її поверхні, які намагаються змінити форму останньої. Поверхневий натяг вимірюють у ньютонах на 1 м, він діє на межі поділу будь-яких двох фаз.

Поверхневий натяг нафти на межі поділу з повітрям у середньому становить 0,25–0,35, а з водою – 0,72–0,76 Н/м, поверхневий натяг мінералізованих пластових вод на межі поділу з нафтою – 0,79 Н/м.

Чим більша густина нафти, тим більший її поверхневий натяг. З підвищенням тиску поверхневий натяг нафти дещо зростає, а з підвищенням температури й розчиненням у ній газу – зменшується.

Властивості нафти в пластових умовах. У пласті нафта знаходиться під дією високих тисків, підвищених температур і містить розчинений газ. Все це значною мірою відбивається на її властивостях та умовах руху пластом. Особливістю пластової нафти є вміст у ній значної кількості газу, при виділенні якого знижується пластовий тиск, збільшується в'язкість і зменшується об'єм.

Пластова нафта є сумішню рідких і газоподібних вуглеводнів, які можуть знаходитись в однофазному стані, коли в нафті розчинений весь газ, або в двофазному, коли в ній міститься і вільний газ.

Фізичні властивості нафти в пластових умовах і після вилучення її на поверхню істотно відрізняються. Основною причиною цього явища є наявність у ній розчиненого газу, кількість якого визначається насамперед умовами формування покладів і великою мірою залежать від тиску й температури в надрах.

Розчинність газу в нафті – величина, що характеризує загальний об'єм газу, який може розчинитись в одному об'ємі нафти за певних тиску і температури ($\text{м}^3/\text{м}^3$). Іноді користуються поняттям «коефіцієнт розчинності», під яким розуміють число об'ємів газу, що розчиняється в одному об'ємі нафти в разі підвищення тиску на одиницю.

Розчинність газу в нафті не підлягає закону Генрі, згідно з яким залежність між розчинністю і тиском прямо пропорційна. Тому при вивченні розчинності реальних газів у реальних нафтах слід спиратися на експериментальні дані.

Поняття про розчинність газу в нафті не варто ототожнювати з поняттям експлуатаційного газового фактора (r_p) – відношенням числа об'ємів газу, видобутого разом з 1 м^3 вилученої з пласта нафти.

Експлуатаційний газовий фактор визначають на основі даних про видобуток нафти і газу за певний період часу:

$$r_p = \frac{R_n}{Q_n}$$

Оскільки в ряді країн видобуток нафти обліковують не в кубічних метрах, а в тоннах, газовий фактор (м³/т) визначають за рівнянням

$$r_p = \frac{R_n}{Q_n \cdot \rho_n}$$

Розрізняють початковий (r_0), поточний (r_p) і середній експлуатаційний ($r_{p.c}$) газові фактори.

Початковий газовий фактор – це відношення об'єму газу до об'єму нафти, видобутих на початку розробки родовища (переважно впродовж першого місяця чи кварталу роботи свердловини або групи свердловин). *Поточний газовий фактор* виражають відношенням об'єму газу і нафти, видобутих протягом будь-якого довільно обраного інтервалу часу, здебільшого протягом поточного місяця або кварталу.

Середній газовий фактор (або середній експлуатаційний газовий фактор) є відношення накопиченого об'єму видобутого газу до накопиченого об'єму видобутої нафти з початку розробки родовища. Переважно його розраховують на дату, яку використовують для подальшого дослідження покладу або з метою підрахунку запасів.

Середнє значення газового фактору по покладу розраховують за даними по окремих свердловинах як величину, зважену на кількість видобутої нафти:

$$r_p = \frac{\sum r_{p.c} Q_{n.c}}{\sum Q_n}$$

Тиск насичення – це тиск, за якого весь газ, що міститься в пласті, розчинений у нафті; якщо тиск почне знижуватись, то з нафти виділятимуться бульбашки вільного газу. Інакше кажучи, тиск насичення – це тиск, за якого газ перебуває в термодинамічній рівновазі з пластовою нафтою.

Якщо тиск насичення дорівнює пластовому, то нафта, яка міститься в ньому, насичена, якщо ж тиск нижчий від пластового, то нафта недонасичена газом. Тиск насичення залежить від властивостей нафти і газу. Чим важчі нафти, тим він вищий за інших однакових умов; чим важчі вуглеводневі гази, тим за нижчих тисків вони розчиняються в нафті. За наявності азоту тиск насичення різко підвищується. Залежить він від температури пласта, але якщо в газі міститься значна кількість азоту, то тиск насичення з підвищенням або зниженням температури змінюється незначно.

На початку розробки поклад нафти характеризується початковим тиском насичення, зі зниженням тиску в міру його розробки встановлюється поточний тиск насичення.

Тиск насичення та його відношення до пластового тиску важливі при проектуванні, контролі та аналізі процесу розробки покладу.

Тиск насичення визначають за пробами пластової нафти, при цьому одночасно встановлюють початковий газовміст пластової нафти. Тиск насичення залежно від кількості розчиненого в нафті газу та її густини можна визначити за графіками, наведеними на рис. 4.3.

Стисливість нафти. З підвищенням тиску об'єм нафти зменшується, тобто вона стискається. Коефіцієнт стисливості нафти β_n визначають за формулою

$$\beta_n = \frac{1}{\Delta P} \cdot \frac{V_1 - V_2}{V_1},$$

де ΔP – різниця між початковим і кінцевим (прийнятим для розрахунку) пластовими тисками ($\Delta P = P_1 - P_2$); V_1, V_2 – відповідно початковий і кінцевий об'єми нафти.

Для нафти характерні низькі значення коефіцієнта стисливості – (0,6...1,8) 10^{-4} Па⁻¹, але якщо в ній розчинений газ, цей коефіцієнт значно зростає й досягає $14 \cdot 10^{-4}$ Па⁻¹.

За відомого значення об'ємного коефіцієнта коефіцієнт стисливості нафти розраховується за формулою

$$\beta_n = \frac{1}{\Delta P} \cdot \frac{b_1 - b_2}{b_1},$$

де b_1, b_2 – об'ємні коефіцієнти для початкового і кінцевого тисків.

Об'ємний коефіцієнт пластової нафти. За наявності в пластовій нафті розчиненого газу її об'єм іноді збільшується на 50–60 %.

Об'ємний коефіцієнт пластової нафти – це відношення об'єму зразка пластової нафти ($V_{пл}$) до об'єму цього самого зразка після видалення з нього розчиненого газу за стандартних умов ($V_{ст}$):

$$b = V_{пл} / V_{ст}.$$

Цей коефіцієнт вказує, який об'єм у пласті займав 1 м³ нафти, вилученої на поверхню (за стандартних умов). Він завжди більший за одиницю і коливається від 1,1 до 2,5.

Величину, обернену до об'ємного коефіцієнта пластової нафти, називають *перерахунковим коефіцієнтом*:

$$\theta = \frac{1}{b} = \frac{V_{ст}}{V_{пл}}$$

За допомогою цього коефіцієнта об'єм пластової нафти зводять до об'єму сепарованої нафти (за стандартних умов). Після вилучення нафти на денну поверхню і виділення з неї газу її об'єм зменшується – нафта всідається. *Коефіцієнт усадки* (ε) дорівнює

$$\varepsilon = \frac{V_{пл} - V_{ст}}{V_{пл}}$$

Між наведеними коефіцієнтами існують залежності

$$\theta = \frac{1}{b} = 1 - \varepsilon; \varepsilon = 1 - \theta = \frac{b-1}{b}$$

Об'ємний коефіцієнт пластової нафти і перерахунковий коефіцієнт вкрай важливий при підрахунку запасів нафти, нехтування ними може призвести до значних помилок у розрахунку.

Найточніше об'ємний коефіцієнт пластової нафти встановлюють за глибинними пробами. Наближене його значення можна отримати з графіка (рис. 4.4), розрахувавши коефіцієнти b і θ за наведеними вище залежностями.

Рис. 4.5 ілюструє залежності розчинності газу в нафті та об'ємного коефіцієнта пластової нафти від тиску.

Об'ємний коефіцієнт пластової нафти розраховують за фракційним складом розчиненого газу або за його густиною.

Вивчення властивостей пластової нафти за даними дослідження глибинних проб є обов'язковим для підрахунку запасів. При виборі свердловин для взяття глибинних проб слід враховувати можливу несталість у покладі деяких характеристик нафти, пов'язаних з різницею температур і тисків на окремих його ділянках. Особливо сильно відрізняються властивості нафти у пласті, розбитому тектонічними порушеннями на окремі блоки. Тому для визначення середніх характеристик пластової нафти глибинні проби треба відбирати з різних ділянок покладу на різних гіпсометричних відмітках.

Як правило, глибинну пробу беруть із робочої свердловини, яка дає чисту нафту. Свердловини, які експлуатувалися перед цим з невисоким вибійним тиском, що міг бути нижчим за тиск насичення для цього непридатні.

Перед взяттям глибинної проби свердловину досліджують за різних режимів роботи і вимірюють пластові тиски. Перед опусканням пробовідбірника фонтанні труби очищають від парафіну і шаблонують. Пробу рекомендовано відбирати за мінімального дебіту свердловини, тобто при вищому вибійному тиску.



Рис. 4.4. Залежність усадки нафти після дегазації від розчинності в ній газу

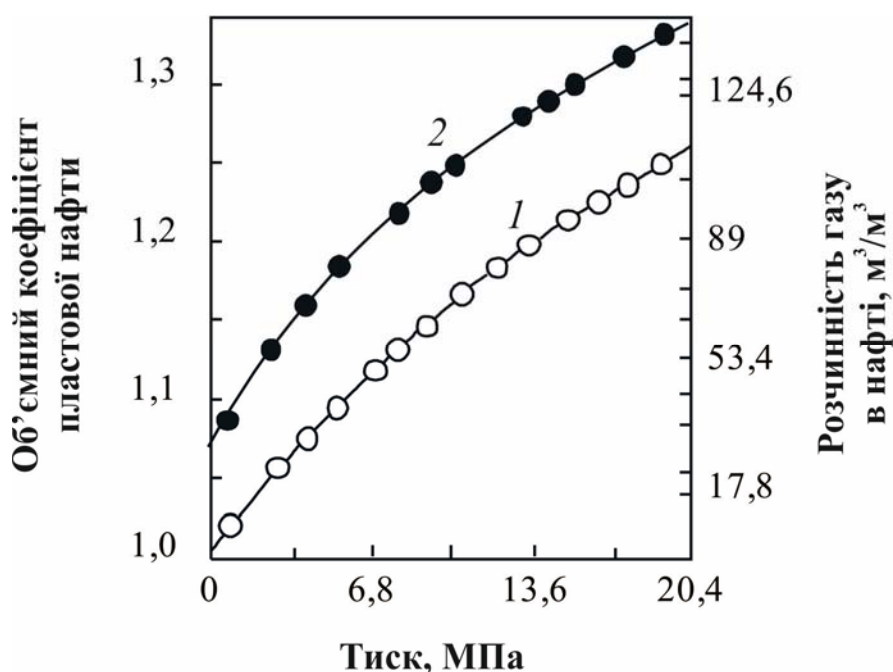


Рис. 4.5. Залежність розчинності газу в нафті (1) та об'ємного коефіцієнта (2) від тиску

4.4. Нафто-, газо- і водонасиченість об'єму пор у колекторах

У нафто- і газонасичених пластах не весь об'єм пор заповнений нафтою чи газом, частина його зайнята залишковою водою, яка при формуванні покладу не була витіснена.

Вперше наявність зв'язаної води в нафтовій і газовій зонах газонафтоносних пластів виявили Н.Т. Ліндтроп і В.М. Ніколаєв. Згідно із сучасними дослідженнями, вміст зв'язаної води в нафтових покладах змінюється в межах 6–40 % і більше.

Зв'язана вода за своїм характером неоднорідна: вона заповнює субкапілярні пори, у вигляді кільцеподібних крапель оточує контактні точки зерен породи («перпендикулярні кільця»), у вигляді плівки вкриває поверхню мінеральних зерен. Молекулярні сили утримують зв'язану воду в породі так міцно, що звичайними способами її не можна видалити з пористого середовища.

Щоб визначити об'єм пор, зайнятих нафтою, треба знати кількість зв'язаної води, що міститься в пласті, тобто *коефіцієнт водонасиченості*.

Точно розрахувати коефіцієнт водонасиченості за даними дослідження ядра, відібраного у процесі промивання свердловини глинистим розчином, надзвичайно складно, бо вода з глинистого розчину потрапляє в ядро і змінює первинний об'єм у ньому води.

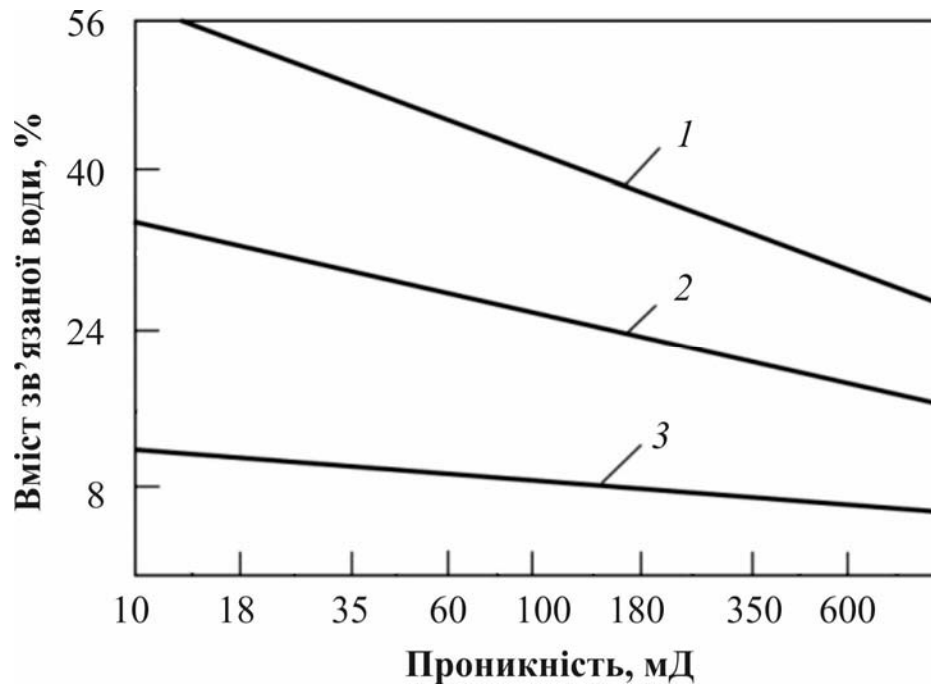
Точніше визначити вміст зв'язаної води можна у свердловинах, розкриття продуктивною пласта і відбір ядра в яких проводили із застосуванням промивної рідини, приготовленої на нафтовій основі. Якщо подібні свердловини не бурили, то приблизну кількість зв'язаної води визначають непрямими методами (у тому числі й промислово-геофізичними). Такими методами є:

- 1) визначення залежності між проникністю пласта та його водонасиченістю;
- 2) встановлення залежності між капілярним тиском і залишковою водонасиченістю;
- 3) метод центрифугування;
- 4) визначення вмісту хлоридів в ядрі.

Найпростішим із них є перший.

Дослідженнями встановлено, що водонасиченість продуктивних пластів пов'язана з їх проникністю. Зі збільшенням проникності водонасиченість колекторів, заповнених нафтою, зменшується.

Для визначення водонасиченості дрібно-, середньо- і крупнозернистих пісковиків та вапняків П. Джонсон запропонував усереднені криві (рис. 4.6).



**Рис. 4.6. Залежність вмісту зв'язаної води в породі від її проникності
(за П. Джонсоном)**

1 – дрібнозерністі піски; 2 – середньозерністі піски; 3 – крупнозерністі піски, вапняки і доломіти

На думку С. Заксона та М. Маскета, за кривими Джонсона можна лиш приблизно визначити вміст зв'язаної води. Ефективне використання залежності між проникністю пласта і вмістом у ньому зв'язаної води можливе тільки після вивчення фактичних даних для конкретного досліджуваного пласта (рис. 4.7).

Вміст нафти і газу в пласті визначають за коефіцієнтами його нафто- і газонасичення:

$$\beta_n = \frac{V_n}{V_p}; \beta_g = \frac{V_g}{V_p},$$

де V_n – об'єм нафти у порах зразка; V_p – об'єм усіх пор у зразку; V_g – об'єм газу, що насичує пори зразка породи.

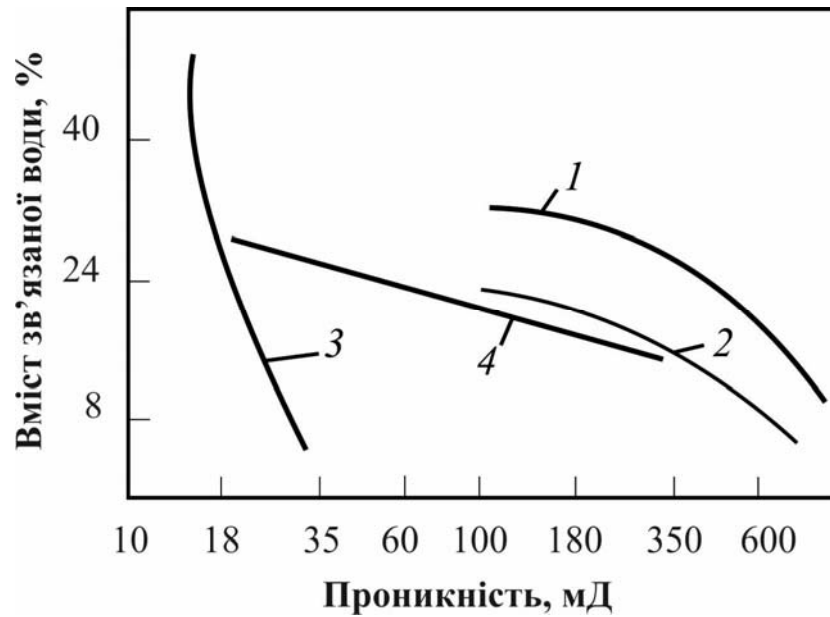


Рис. 4.7. Залежність вмісту зв'язаної води в породі від її проникності (за С. Законом):

1, 2 – пісковики різних ділянок родовища Туймази; 3 – вапняки родовища Новостепанівка; 4 – вапняки родовища Карташево

На практиці коефіцієнти газо- і нафтонасичення визначають за коефіцієнтами водонасиченості:

$$\beta_n = 1 - \beta_{зв.в.}; \beta_g = 1 - \beta_{зв.в.}$$

4.5. Визначення фізико-хімічних властивостей, параметрів нафти і газу за пластовими та поверхневими пробами

Визначення густини нафти. Середню густину нафти за стандартних умов ρ_n розраховують за пробами нафти зі свердловин, які розкрили поклад при розвідці і розміщені рівномірно по всій площі покладу. В процесі вироблення покладу, обводнення його пластовими і нагнітальними водами густина нафти збільшується. Значення ρ_n в окремих свердловинах можна встановити, як за глибинними, так і за рекомбінованими пробами.

Визначення об'ємного коефіцієнта пластової нафти.

Середні значення об'ємних коефіцієнтів (коефіцієнт об'ємного розширення) пластової нафти найточніше визначають за результатами аналізу глибинних проб нафти, відібраних зі свердловин, рівномірно розміщених по площі покладу. Проте не завжди вдається відібрати якісні

проби пластової нафти, тому поряд з прямими визначеннями b_n часто розраховують аналітично або за графічними залежностями.

За обмеженого обсягу вихідної інформації об'ємний коефіцієнт можна визначати за його залежністю від молекулярної маси $M_{n,пл}$ пластових вуглеводнів (рис. 4.8) за формулою

$$b_n = M_{n,пл} / (1,119 M_{n,пл} - 39,567).$$

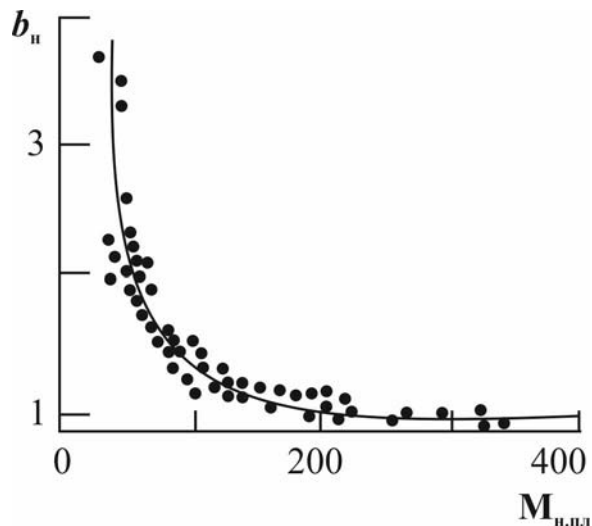


Рис. 4.8. Залежність об'ємного коефіцієнта пластової нафти від молекулярних мас її компонентів (за Г.Ф. Требіним та ін.)

У діапазоні молекулярних мас $50 < M_{n,пл} < 350$ середнє відносне відхилення експериментальних даних від розрахованих за цією залежністю становить 3,2 %.

Молекулярну масу пластової нафти обчислюють за молекулярною масою розгазованої нафти, газовмістом і складом газу, що виділився з неї:

$$M_{n,пл} = M_{n,роз} x_{n,роз} + M_g x_g, \quad (4.1)$$

де $M_{n,роз}$ – молекулярна маса розгазованої нафти; $x_{n,роз}$, x_g – молярні частки відповідно розгазованої нафти і газу; M_g – молекулярна маса газу.

Молекулярну масу розгазованої нафти визначають експериментально кріоскопічним методом під час вивчення глибинних проб у лабораторії на спеціальній апаратурі, молекулярну масу газу – за його складом і густиною (табл. 4.2), газовміст – за результатами контактного і диференціального розгазування глибинних проб нафти.

Якщо даних про властивості нафти в пластових умовах немає, то молекулярну масу пластових нафт визначають за залежністю $M_{н.пл}$ від газовмісту $\Gamma_{пл}$:

$$\lg M_{н.пл} = (6,578 - \lg \Gamma_{пл}) / 2,237. \quad (4.2)$$

Об'ємний коефіцієнт пластової нафти можна розраховувати також за відносною за повітрям густиною газу $\bar{\rho}_г$ ($\bar{\rho}_г = \rho_{г.ст} / \rho_{повіт.ст} = M_г / M_{повіт}$, де $\rho_{г.ст}$, $\rho_{повіт.ст}$ – відповідно густини газу і повітря за стандартних умов; $M_г$, $M_{повіт}$ – молекулярні маси газу і повітря), якщо відомі: густина дегазованої нафти за стандартних умов ρ_n , кг/м³; початкова розчинність газу в нафті r_0 , м³/м³; пластовий тиск $P_{пл}$, МПа; пластова температура $t_{пл}$, °С.

Розрахунок зводиться до визначення об'єму, який займе 1 м³ дегазованої нафти $V_{н.дег.}$ за стандартних умов після розчинення в ній газу і врахування поправок на пластові температуру і тиск.

У результаті розчинення газу в нафті її маса та об'єм збільшаться. Ймовірну густину нафти в рідкій фазі $\rho_{н.ймов.}$, тобто відношення приросту маси нафти Δm_n до приросту її об'єму ΔV_n , можна визначити за основними кривими номограми (рис. 4.9).

Величину Δm_n , яка відповідає масі газу $m_{г.роз.}$, розчиненого в 1 м³ нафти, розраховують за формулою

$$\Delta m_n = m_{г.роз.} = 1,293 r_0 \bar{\rho}_г,$$

де 1,293 – маса 1 м³ повітря за стандартних умов, кг.

Збільшення об'єму нафти ΔV_n , за рахунок розчиненого в ній газу (об'єм газу в рідкій фазі $V_{г.роз.}$) становитиме

$$\Delta V_n = V_{г.роз.} = m_{г.роз.} \rho_{н.ймов.}$$

Густина нафти з розчиненим у ній газом (газонафтова суміш) $\rho_{сум}$ за стандартних умов

$$\rho_{сум} = (m_n + \Delta m_n) / (V_n + \Delta V_n),$$

де $m_n = \rho_{сум} V_n$ – маса 1 м³ дегазованої нафти за стандартних умов, кг.

Поправки до густини нафти з розчиненим у ній газом на стисливість (пластовий тиск) $\Delta \rho_{н.пл}$ і теплове розширення (пластову температуру) $\Delta \rho_{н.t}$ визначають за графічними залежностями наведеними на рис. 4.9.

Густину пластової нафти $\rho_{н.пл}$ розраховують за формулою

$$\rho_{н.пл} = \rho_{сум} + \Delta \rho_{н.пл} + \Delta \rho_{н.t}$$

Об'єм 1 м³ нафти в пластових умовах $V_{н.пл}$ складе:

$$V_{н.пл} = (m_n + \Delta m_n) / \rho_{н.пл}$$

Якщо $\bar{\delta}_r$ експериментально не визначена, її можна обчислити за відомим компонентним складом даного газу:

$$\bar{\rho}_r = \sum_{i=1}^n \rho_{ri} x_i,$$

де $\bar{\rho}_{ri}$ – відносна густина i -го компонента за повітрям (див. табл. 4.2); x_i – молярна частка i -го компонента в газі.

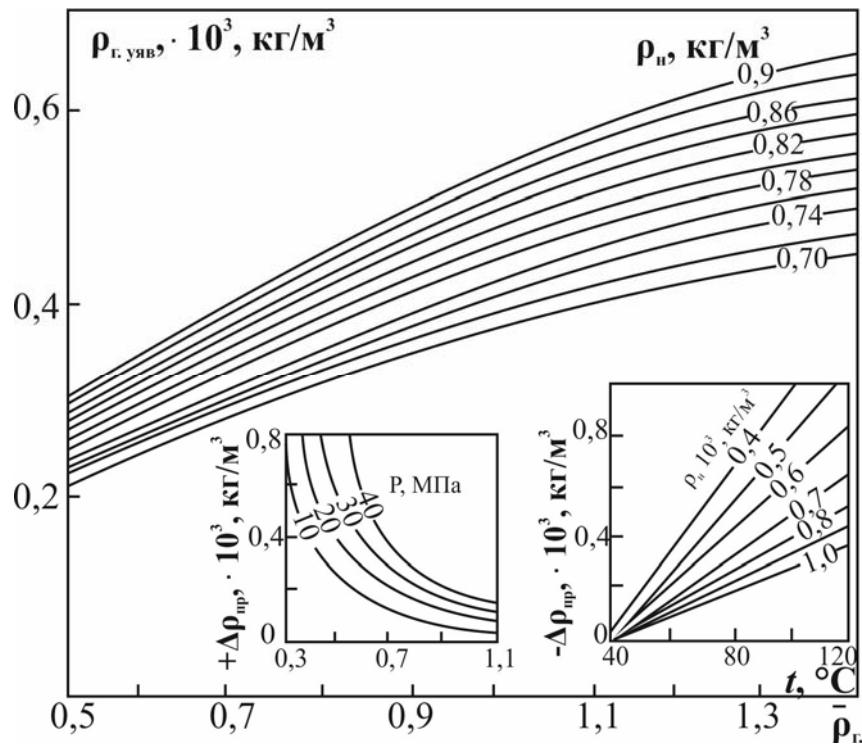


Рис. 4.9. Залежності уявної густини газу в рідкій фазі $\rho_{г.уяв}$ від величини $\bar{\rho}_r$ та поправок до густини нафти $\Delta\rho_n$ на стисливість $\Delta\rho_{н.р}$ і теплове розширення $\Delta\rho_{нт}$ (P, t – пластові тиск, температура)

Визначення коефіцієнта стисливості природного газу. Коефіцієнт стиснення (надстисливості) реальних газів – це відношення однакових об'ємів реального $V_{г.р}$ та ідеального $V_{г.і}$ газів за однакових термобаричних умов:

$$Z = V_{г.р} / V_{г.і}$$

Коефіцієнт Z , що є функцією тиску, температури і складу газу, найточніше визначають за даними лабораторних досліджень проб газів.

Якщо такі дослідження з якихось причин не проводили, коефіцієнт Z розраховують. Оскільки природні гази є фізичною сумішшю як правило різних вуглеводневих і неуглеводневих компонентів, простих і складних газів, вміст яких змінюється в широких межах, то метод розрахунку коефіцієнта стисливості природного газу обирають, виходячи з його складу. Здебільшого це методи, в основу яких покладено принцип відповідних станів, згідно з яким значення коефіцієнта стисливості різних вуглеводнів за однакових приведених температури T_{np} і тиску P_{np} приблизно рівні. Це дає підставу використовувати для визначення об'єму газу його залежність від приведених параметрів.

Приведені параметри природного газу виражають у частках від його критичних значень, тобто таких температури T_{np} і тиску P_{np} , за яких густина речовини дорівнює густині її насиченої пари.

Для однокомпонентного газу приведені температуру і тиск визначають за співвідношеннями

$$T_{np} = T/T_{кр}; P_{np} = P/P_{кр},$$

де T – температура газу, К; P – тиск газу, МПа; $T_{кр}$ – критична температура компонента; $P_{кр}$ – критичний тиск компонента.

У природному газі кожен його компонент (метан, гомологи метану, неуглеводневі гази) має певні значення критичних температури і тиску, тому при розрахунках T_{np} і P_{np} в таких багатоконпонентних системах замість істинних критичних параметрів індивідуальних газів використовують середні молекулярні критичні, або псевдокритичні, температуру $T_{п.кр}$ і тиск $P_{п.кр}$ для даної суміші газів. Псевдокритичні параметри зазвичай обчислюють виходячи з істинних критичних констант індивідуальних компонентів та їх молярних часток. У методі Кея використано правила адитивності:

$$T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i T_{кр.i}; \quad (4.3)$$

$$P_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i P_{кр.i}; \quad (4.4)$$

де $T_{кр.i}$, $P_{кр.i}$ – відповідно критичні температура і тиск i -го компонента (див. табл. 4.2); x_i – молярна (об'ємна) концентрація i -го компонента в газовій суміші, частки одиниці.

Приведені псевдокритичні температуру $T_{п.пр}$ і тиск $P_{п.пр}$ (зазвичай їх називають псевдоприведеними) визначають як відношення температури і тиску газу до їх псевдокритичних значень:

$$T_{п.пр} = T/T_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i T_{кр.i}; \quad (4.5)$$

$$P_{п.пр} = P/P_{п.кр} = \sum_{i=1}^n x_i P_{кр.i}. \quad (4.6)$$

Для природних газів, які містять менш як 10 % об'єму неуглеводневих і важких углеводневих компонентів, Z визначають за двома приведеними параметрами $T_{п.пр}$ і $P_{п.пр}$. Якщо вміст метану в газі перевищує 98 % об'єму, коефіцієнт Z визначають за експериментальним графіком, наведеним на рис. 4.10, за меншого його вмісту – за графіком, наведеним на рис. 4.11.

При вивченні складу природних углеводневих газів часто обмежуються фракціями до бутану (C_4H_{10}) або гексану (C_6H_{14}) включно.

Решта компонентів є рідким залишком, який містить важкі углеводні (C_{5+} вищі або C_{7+} вищі). Під час лабораторних досліджень фракції, які містять гептани і важчі углеводні, як правило, характеризують двома параметрами: молекулярною масою залишку $M_{C_{7+}вищі}$ та його густиною $\rho_{C_{7+}вищі}$.

Коефіцієнт стисливості газів із підвищеним вмістом висококиплячих углеводнів ($\rho_r > 1$) і неуглеводневих компонентів можна визначити за відомими відносною густиною за повітрям углеводневої частини газу $\rho_{г.в.}$, молярними частками углеводневих $x_{г.в.}$ і неуглеводневих x_{CO_2} , x_{N_2} , x_{H_2S} складових газу, вмістом залишку $x_{C_{7+}вищі}$ у углеводневій частині суміші, а також $M_{C_{7+}вищі}$ і $\rho_{C_{7+}вищі}$.

Псевдокритичні температури $T_{п.кр.г.в.}$ і тиски $P_{п.кр.г.в.}$ углеводневої частини газу розраховують за рівняннями

$$T_{п.кр.г.в.} = 100 - 166,7 \bar{\rho}_{г.в.};$$

$$P_{п.кр.г.в.} = 1,669 [9,668 - (\bar{\rho}_{г.в.} - 0,248)^2] 1/2 - 0,667.$$

Псевдокритичні температури $T_{п.кр.(C_{7+}вищі)}$ і тиски $P_{п.кр.(C_{7+}вищі)}$ високомолекулярного залишку углеводневої частини суміші визначають за заданими $M_{C_{7+}вищі}$ і $\rho_{C_{7+}вищі}$ за графіками, наведеними на рис. 4.12.

Псевдокритичні температури $T_{п.кр.в.}$ і тиски $P_{п.кр.в.}$ всієї углеводневої суміші розраховують відповідно до правила адитивності за знайденим псевдокритичним параметром обох углеводневих груп:

$$T_{п.кр.в.} = (1 - x_{C_{7+}вищі}) T_{п.кр.г.в.} + x_{C_{7+}вищі} T_{п.кр.(C_{7+}вищі)};$$

$$P_{п.кр.в.} = (1 - x_{C_{7+}вищі}) P_{п.кр.г.в.} + x_{C_{7+}вищі} P_{п.кр.(C_{7+}вищі)}.$$

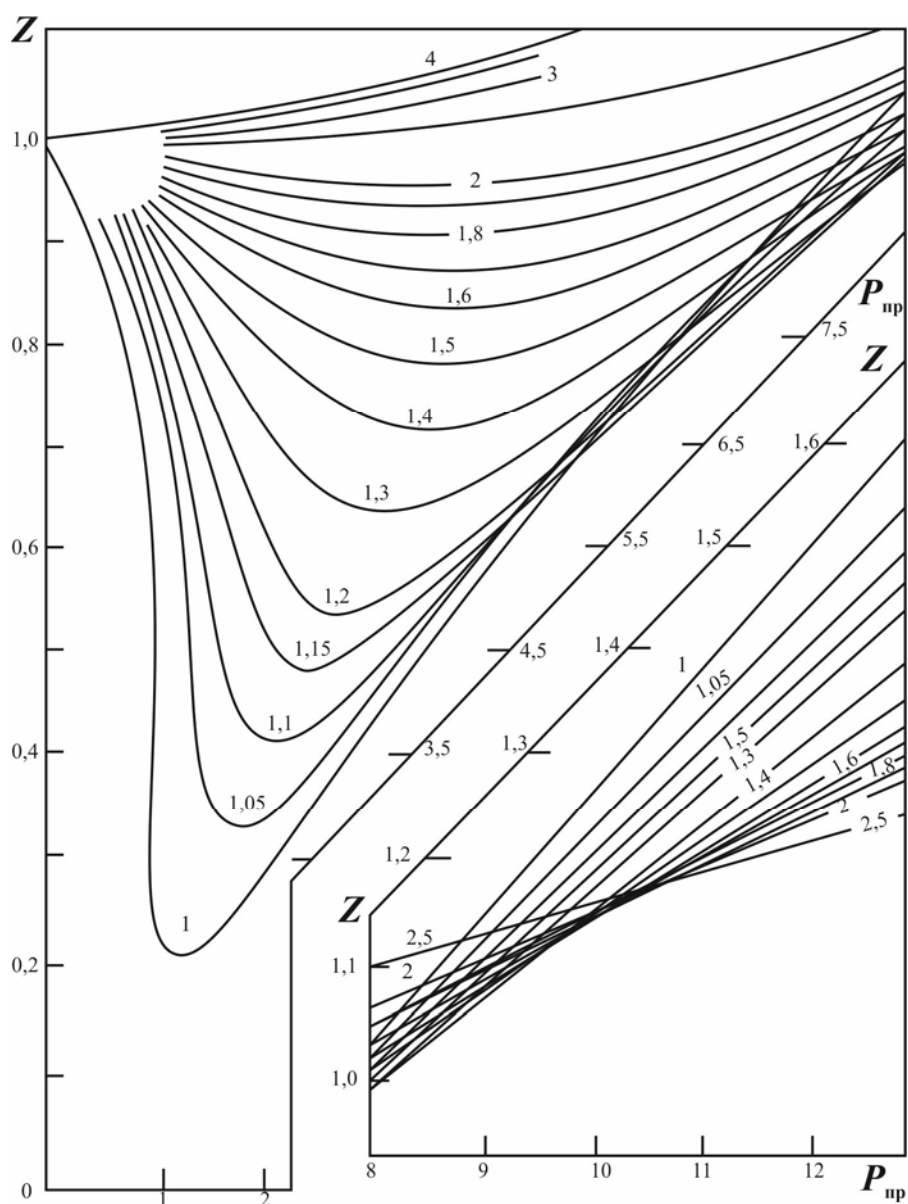
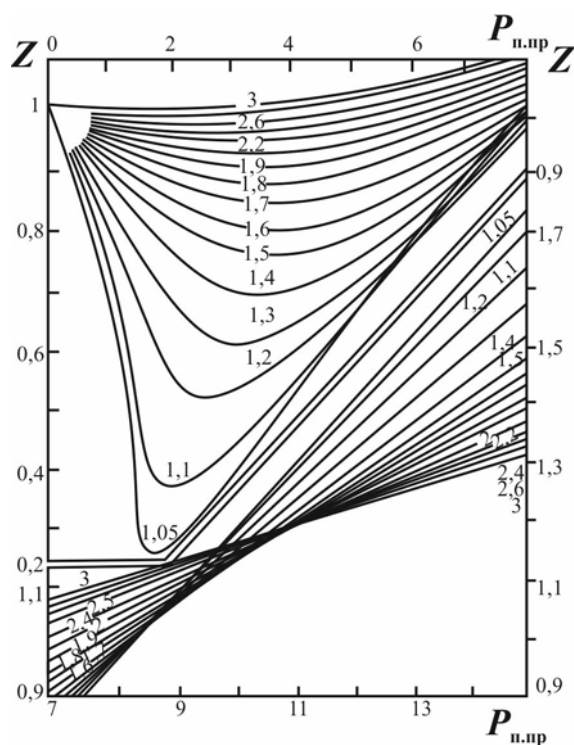
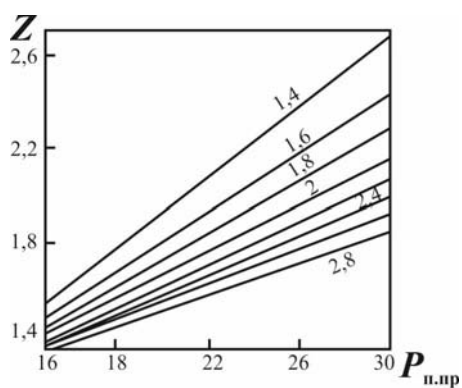


Рис. 4.10. Залежність коефіцієнта стисливості Z від приведенного тиску $P_{пр}$ і приведенної температури $T_{пр}$ для метану
(шифр кривих – значення $T_{пр}$)



a



б

Рис. 4.11. Залежність коефіцієнта стисливості Z вуглеводневого газу

від $P_{п.пр}$ і $T_{п.пр}$ за різних тисків газу (за Г. Брауном та ін.):

a – до 68,85 МПа; *б* – 68,85...137,3 МПа; шифр кривих – значення $T_{п.пр}$

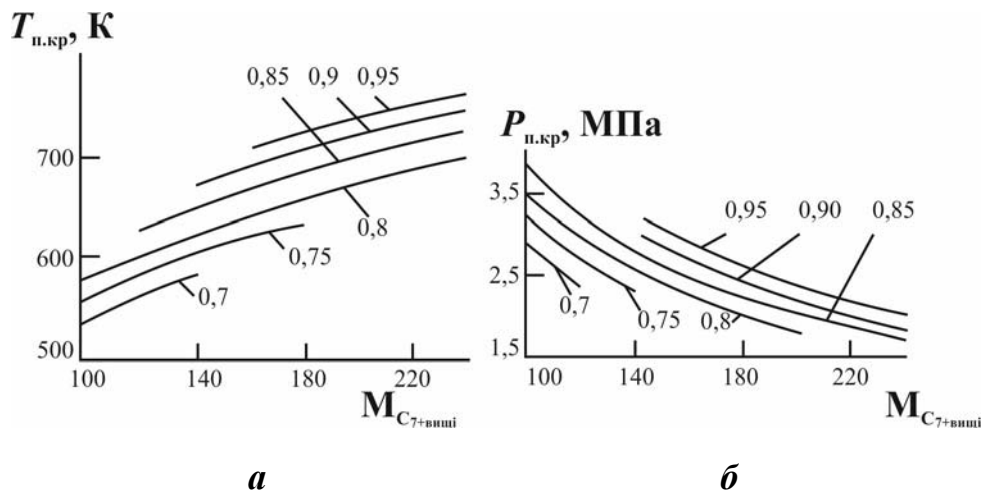


Рис. 4.12. Залежності псевдокритичних температур $T_{п.кр}$ (а)

і тисків $P_{п.кр}$ (б) для фракцій залишку C_{7+} вищі від молекулярної маси $M_{C_{7+вищі}}$ і густини $\delta_{C_{7+вищі}}$ (шифр кривих – значення $\delta_{C_{7+вищі}}$, г/см³)

Псевдокритичні параметри вуглеводневої частини суміші розраховують за співвідношеннями

$$T_{п.пр.в} = T / T_{п.кр.г.в} ; P_{п.пр.в} = P / P_{п.кр.г.в} ,$$

а коефіцієнт стисливості Z_v – за графічною залежністю, наведеною на рис 4.11.

Коефіцієнти стисливості неуглеводневих компонентів Z_{CO_2} , Z_{N_2} , Z_{H_2S} визначають за графіком, наведеним на рис. 4.13.

Коефіцієнт стисливості природного газу визначають як середньозважену величину коефіцієнтів стисливості вуглеводневої частини суміші та неуглеводневих компонентів за формулою

$$Z = x_v Z_v + x_{CO_2} Z_{CO_2} + x_{N_2} Z_{N_2} + x_{H_2S} Z_{H_2S}.$$

Якщо вміст високиплячих неуглеводневих компонентів у газі перевищує 10 %, коефіцієнт стисливості природного газу найточніше визначають за використання разом з приведеними тиском і температурою третього параметра – чинника ацентричності молекул (ацентричний чинник) суміші газів ω_a , який обчислюють за формулою

$$\omega_a = \sum_{i=1}^n x_i \omega_{ai},$$

де ω_{ai} – фактор ацентричності i -го компонента суміші.

Значення фактора ацентричності для окремих компонентів природного газу наведено в табл. 4.2.

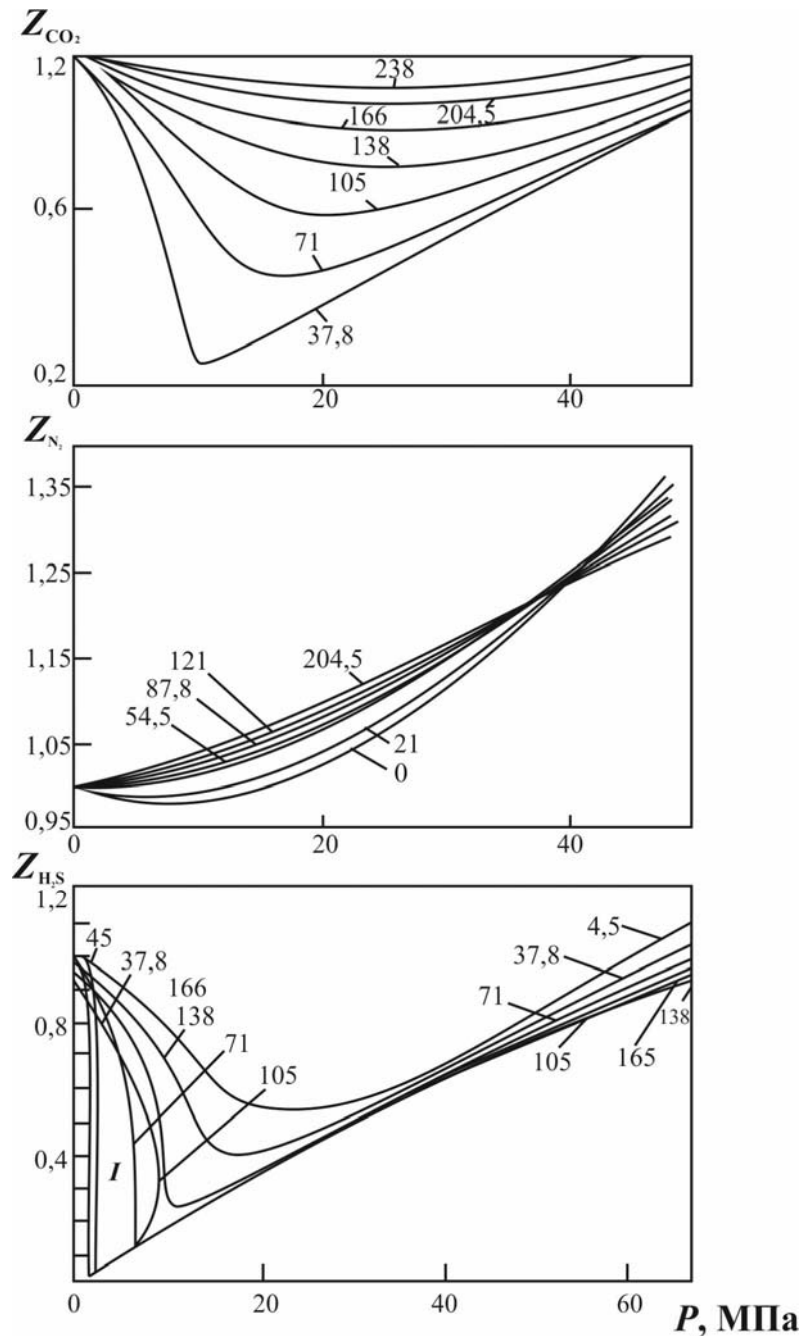


Рис. 4.13. Залежність коефіцієнтів стисливості діоксиду вуглецю Z_{CO_2} , азоту Z_{N_2} і сірководню $Z_{\text{H}_2\text{S}}$ від тиску P (шифр кривих – значення T , °С; I – крива «точки роси»)

Якщо склад газу вивчено повністю, проведено фракційний розгін рідкого залишку (фракція C_{7+} вищі) по справжніх температурах кипіння, то для окремих компонентів фракції C_{7+} вищі чинник ацентричності можна бути розрахувати за формулою Едмістера:

$$\omega_{ai} = \frac{3}{7} \left[\frac{\lg(P_{\text{кр}i} / P_{\text{ст}})}{(T_{\text{кр}i} / T_{\text{кип}i}) - 1} \right] - 1,$$

де $T_{\text{кип}i}$ – температура кипіння i -го компонента за стандартного тиску $P_{\text{ст}}$, °С (див. табл. 4.2).

Якщо відомий груповий вуглеводневий склад високомолекулярного залишку (C₆–C₁₅), то для обчислення фактора ацентричності вуглеводнів різної будови (парафінованих, нафтових, ароматичних) можна скористатись його кореляційними залежностями від нормальної температури кипіння, складеними Д. Бергеманом, М. Теком і Д. Катцем:

для парафінових вуглеводнів

$$\omega_{aп} = 0,140 + 0,900 \cdot 10^{-3} T_{\text{кип}} + 0,233 \cdot 10^{-6} T_{\text{кип}}^2;$$

для нафтових вуглеводнів

$$\omega_{aн} = \omega_{aп} - 0,075;$$

для ароматичних вуглеводнів

$$\omega_{aа} = \omega_{aп} - 0,100.$$

Коефіцієнт стисливості Z за цими трьома параметрами обчислюють за формулою

$$Z = Z^0 + \omega_a Z^1.$$

Для парафінових вуглеводнів визначаються за графіками, наведеними на рис. 4.14, 4.15. Значення Z^0 і Z^1 залежать від $P_{\text{п.пр}}$, $T_{\text{п.пр}}$.

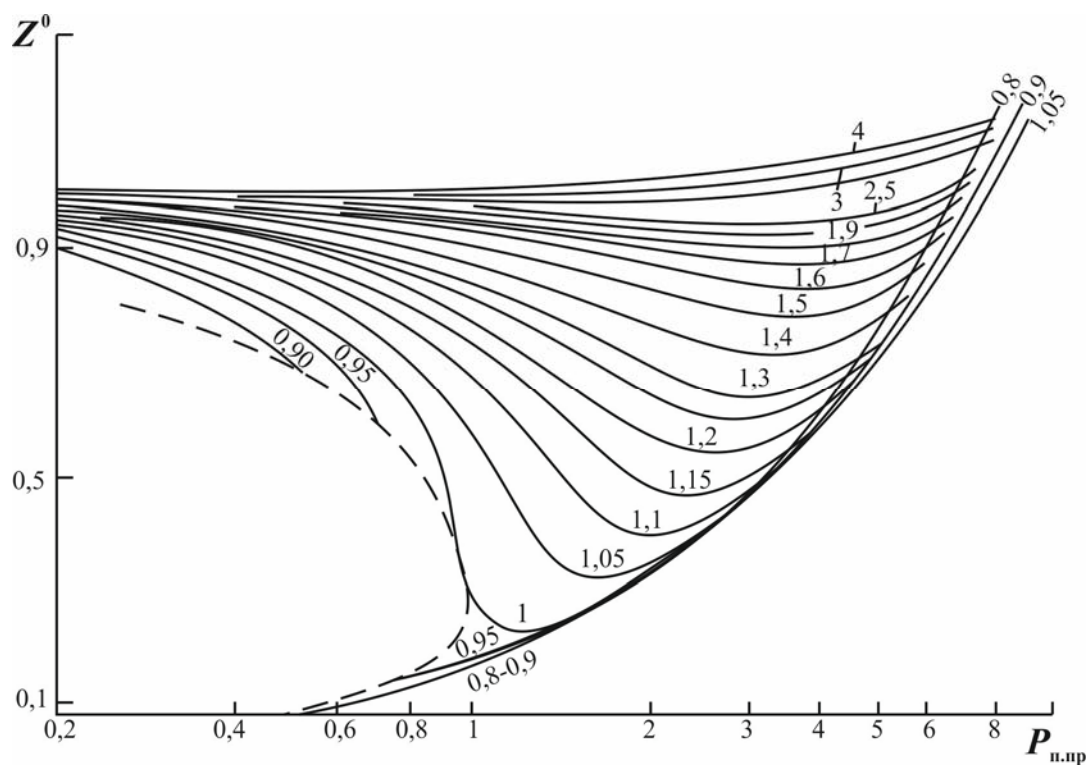


Рис. 4.14. Залежності коефіцієнта стисливості Z^0 простих речовин від псевдокритичних температури $T_{п.пр}$ і тиску $P_{п.пр}$

(шифр кривих – значення $T_{п.пр}$; штриховою лінією виділено ділянку максимальної похибки)

Таблиця 4.2

Основні параметри компонентів природного газу і нафтових сумішей

Компонент	Формула	Молекулярна маса	Густина за 20 °С і 0,1 МПа, кг/м ³	Відносна густина (за повітрям)	Критична температура, °С	Критичний тиск, МПа	Температура кипіння, °С	Фактор ацентричності молекул
Метан	CH ₄	16,042	0,6679	0,555	-82,65	4,61	-161,50	0,0104
Етан	C ₂ H ₆	30,068	1,263	1,049	32,23	4,88	-88,60	0,0986
Пропан	C ₃ H ₈	44,094	1,872	1,562	96,62	4,25	-44,305	0,1524
Ізобутан	C ₄ H ₁₀	58,120	2,4859	2,067	134,93	3,65	-11,72	0,1848
<i>n</i> -Бутан	C ₄ H ₁₀	58,120	2,5185	2,091	151,94	3,80	-0,50	0,2010
Ізопентан	C ₅ H ₁₂	72,151	3,221	2,490	187,19	3,38	27,84	0,2223
<i>n</i> -Пентан	C ₅ H ₁₂	72,151	3,221	2,674	196,45	3,36	36,07	0,2539
Гексан	C ₆ H ₁₄	86,178	3,583	2,974	234,15	3,01	68,73	0,3007
Гептан	C ₇ H ₁₆	100,198	4,155	3,450	266,95	2,74	98,43	0,3498
Октан	C ₈ H ₁₈	114,232	4,687	3,820	295,7	2,487	125,68	–
Нонан	C ₉ H ₂₀	128,259	–	–	321,5	2,29	150,82	–
Декан	C ₁₀ H ₂₂	142,286	–	–	344,65	2,097	174,16	–
Додекан	C ₁₂ H ₂₆	170,330	–	–	385,1	1,82	216,28	–
Гексадекан	C ₁₆ H ₃₄	226,430	–	–	337,4	1,421	286,79	–
Циклопентан	C ₅ H ₁₀	70,135	–	–	238,6	4,509	49,25	–
Циклогексан	C ₆ H ₁₂	80,162	–	–	280,4	4,076	80,72	–
Метилциклопентан	C ₆ H ₁₂	84,162	–	–	259,6	3,786	71,81	–
Етилциклопентан	C ₈ H ₁₆	112,216	–	–	299	3,034	131,79	–
Бензол	C ₆ H ₆	78,114	–	–	289	4,899	80,09	–
Толуол	C ₇ H ₈	92,142	–	–	318,6	4,11	110,63	–
<i>n</i> -ксилол	C ₈ H ₁₀	106,168	–	–	343,11	3,512	138,38	–
Етилбензол	C ₈ H ₁₀	106,168	–	–	344	3,610	136,20	–
Азот	N ₂	28,016	1,1651	0,967	-146,94	3,39	-195,85	0,0400
Діоксид вуглецю	CO ₂	44,011	1,842	1,529	31,00	7,38	-78,45	0,2310
Сірководень	H ₂ S	34,08	1,434	1,190	100,39	9,006	-60,33	0,1000
Водень	H ₂	2,016	0,0837	0,069	33,25	13,25	20,4	0
Повітря	–	28,96	1,2056	1,000	37,2	132,4	78,8	–
Гелій	He	4	0,166	1,138	5,2	2,34	4,3	0,2460
Аргон	Ar	39,950	0,1662	1,380	150,72	49,59	87,5	–

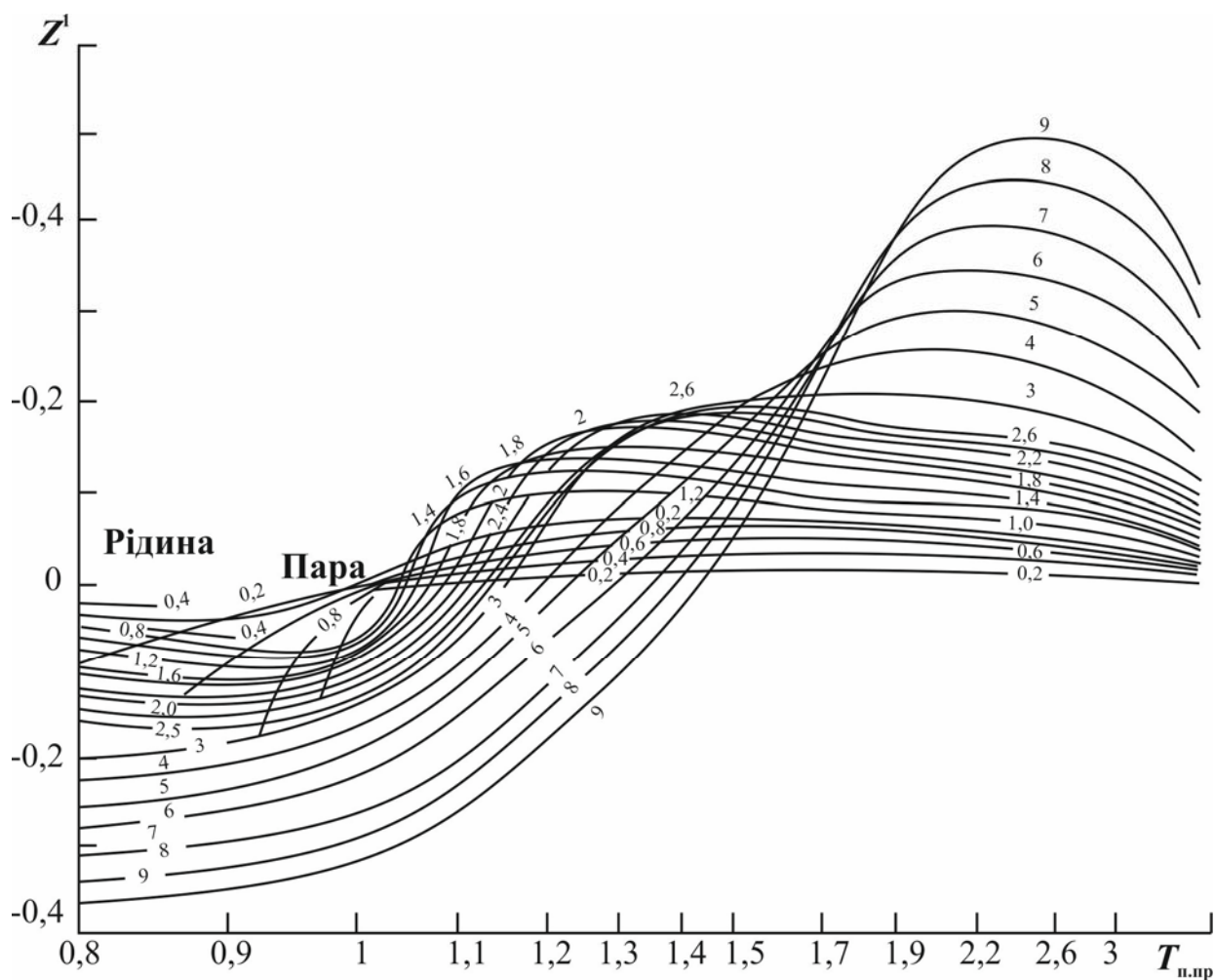


Рис. 4.15. Залежності функції Z^1 , яка враховує несферичність молекул, від псевдокритичних температури $T_{п.пр}$ і тиску $P_{п.пр}$ (шифр кривих – значення $P_{п.пр}$)

V. СИСТЕМНИЙ ПІДХІД ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ, ГАЗУ ТА СУПУТНИХ КОРИСНИХ КОМПОНЕНТІВ

Розвиваючи системний підхід у геології Ю.А. Косигін та Ю.А. Воронін виділили три типи геологічних об'єктів: статичні, динамічні, ретроспективні.

Геологічні об'єкти статичної системи – нерухомі. Під час їх вивчення розглядають: послідовність залягання шарів, форму, розміри, склад, співвідношення геологічних тіл, типи гірських порід, інші елементи у вигляді, встановленому дослідником. Завдання статичного спрямування вирішують за допомогою різних просторових побудов.

За підходу до геологічного об'єкта як до *динамічної системи* вивчають динамічні явища – сучасні екзогенні, ендегенні та інші процеси, які можна спостерігати безпосередньо. До них належать і процеси, які відбуваються в нафтових і газових покладах під час їх розробки. Завдання динамічного типу вирішують в основному із залученням законів фізики, гідродинаміки тощо.

Ретроспективні системи вивчають з метою відновлення моделей геологічного минулого, уточнення послідовності формування геологічних об'єктів тощо.

Отже, при вивченні покладів нафти і газу до них слід підходити як до трисистемних, а при підрахунку запасів – здебільшого як до об'єктів статичних і динамічних систем.

Як *статична система* поклад є результатом попередніх геологічних процесів, що визначили особливості геологічної будови надр і структури покладу, який до початку розробки перебував у відносно стабільному стані.

Вивчення покладу в такий спосіб необхідне для з'ясування умов залягання покладів нафти і газу, визначення їх початкових запасів, щоб всебічно дослідити усі можливі технологічні методи видобутку, спроектувати оптимальну систему розробки.

Вивчення покладу як *статичної системи*, розпочате в процесі геологорозвідувальних робіт, триває впродовж усього часу його розробки.

У *динамічному аспекті* поклад розглядають як об'єкт спрямованої людської діяльності. Під час його розробки вуглеводні й агенти, які заміщують та витісняють їх, перебувають у колекторі в рухомому стані. При цьому об'єм покладу поступово зменшується, характер розподілу залишкових запасів змінюється, можуть також змінюватись режим роботи покладу та деякі його параметри й експлуатаційні характеристики. Як динамічну систему поклад вивчають з моменту початку розробки і до її завершення.

Як складну матеріальну систему в статичному й динамічному проявах поклад вивчають на рівнях геологічних структур різних масштабів. Як уже зазначалось, на основі системного підходу оціночні й підрахункові об'єкти виділяють як геологічні тіла у просторі надр нафтогазоносною провінції та її осадового заповнення.

На думку Л.Ф. Дементьєва, характерною ознакою геологічних об'єктів є ієрархія систем різних масштабів і рангів у геологічному просторі. Об'єкти, що їх розглядають як елементи крупної системи, в разі зміни масштабу дослідження стають системами нижчого порядку. До таких систем належать поклади нафти і газу. Їх ієрархічна структура має органічно вписуватись у структуру нафтогазоносною провінції, а також на відповідних рівнях та у взаємодії відображати будову резервуара, властивості порід-колекторів, пластових флюїдів, характер сил, що рухають нафту і газ у пластах до ствола видобувної свердловини.

Структуру організації покладу нафти і газу як статичної і динамічної систем можна подати у формі рівнів, що є послідовно взаємозв'язаними об'єктами вивчення:

Рівень структурної організації	Елемент покладу як системи
П'ятий	Поклад у нафтогазоносному горизонті, що складається з кількох гідродинамічно зв'язаних пластів четвертого рівня
Четвертий	Частина покладу в одному продуктивному пласті, який складається з елементарних тіл третього рівня в межах нафтової (газової) або водонафтової (газоводяної) частин покладу
Третій	Елементарні тіла з різною продуктивністю або з колекторами різних типів у межах тільки нафтової (газової) або водонафтової (газоводяної) частини покладу, які виділяються в прошарках відповідно до кондиційних значень параметрів продуктивних пластів, встановлених у результаті випробувань або за іншими ознаками
Другий	Зразок породи, що містить рештки флюїду
Перший	Мінеральна група та інші складові гірської породи

Примітка. Якщо поклад пов'язаний з одним продуктивним пластом, то система обмежується чотирма рівнями.

Вивчення статичної системи на першому рівні – рівні мінерального зерна – дає інформацію про мінералогічний і петрографічний склад порід-колекторів.

Лабораторні дослідження зразка породи, які відповідають другому рівню, спрямовані на отримання: даних про структуру порового простору і колекторські властивості породи, насиченої флюїдами; відомостей про характеристику поверхневої взаємодії породи-колектора з пластовими флюїдами; кількісної оцінки вмісту залишкових флюїдів (води, нафти, конденсату) в породи-колекторі, показників їх фізико-хімічних властивостей; даних про граничну нафтогазонасиченість; значення коефіцієнта витіснення нафти у зразках породи тощо.

Вивчення покладу на третьому рівні передбачає: поінтервальне визначення колекторських властивостей продуктивних пластів у свердловинах методами ГДС, встановлення місцезнаходження контактів тощо; визначення фізико-хімічних властивостей рухомих пластових флюїдів за поінтервального випробування однорідних пластів і прошарків; знаходження питомого коефіцієнта продуктивності пластів і прошарків із різними фільтраційно-ємнісними властивостями, що особливо важливо для встановлення і врахування кондиційних меж параметрів продуктивних пластів, виділення пластів і прошарків із різною продуктивністю, з колекторами різних типів, простеження зон їх поширення та ін.

Дослідження четвертого рівня дають змогу геометризувати кожен продуктивний пласт, оцінити його параметри та експлуатаційні характеристики.

На п'ятому рівні створюють загальну модель покладу, визначають її природний режим та експлуатаційні характеристики.

На кожному рівні оцінюють відповідні показники неоднорідності продуктивного пласта.

Комплексне і різнопланове вивчення покладу як статичної системи на основі ієрархічної структури спрямоване на створення її об'єктивної статичної моделі стосовно кожної стадії геологорозвідувальних робіт і розробки покладу. В цьому плані процес вивчення покладу подібний до спіралі, кожен наступний виток якої відповідає пізнішій і детальнішій стадії робіт, що проводяться на покладі.

На кожній вищій стадії починається черговий етап комплексних досліджень покладу на всіх ієрархічних рівнях. Він характеризується зростанням детальності досліджень за площею й розрізом, що уможливорює виділення в межах покладу дедалі дрібніших елементарних об'єктів. Тим самим кожна вища після пошукової стадія розвідувальних робіт або розробки забезпечує уточнення статичної моделі покладу, підвищує достовірність підрахунку запасів корисних копалин унаслідок їх глибшої диференціації.

Статичну геологічну модель покладу подають у вигляді схем детальної кореляції, геологічних профілів, карт покрівель продуктивних пластів і горизонтів, карт зміни параметрів пластів і горизонтів за площею, у вигляді графіків розподілу цих параметрів і залежностей між ними тощо.

Статичну модель покладено в основу побудови динамічної моделі покладу. На першому і другому рівнях передбачено вивчення змін властивостей зразків породи: структури порового простору, поверхневих взаємодій, поточного нафтогазонасичення та ін.

На третьому рівні досліджують роботу пластів і прошарків методами припливометрії (термодебітометрії) у видобувних і нагнітальних свердловинах, контролюють переміщення газорідних контактів методами ГДС у контрольних свердловинах. На цьому рівні оцінюють ефективність заходів впливу на привибійну зону.

На четвертому рівні вивчають охоплення кожного з пластів процесом розробки за площею покладу, визначають темпи виробки запасів, поточний коефіцієнт вилучення нафти, форму, розмір, місцезнаходження вироблених зон і залишкових запасів.

На п'ятому рівні вирішують ті ж завдання, що й на четвертому, але в усьому об'ємі покладу: охоплення дією, темпи відбирання, розміщення залишкових запасів і вироблених ділянок покладу. Вивчають ефективність технологічних рішень, тобто дії застосованого методу системи розробки загалом, ефективність заходів щодо регулювання розробки. За результатами всіх досліджень визначають положення вироблених ділянок покладу, залишкових запасів, досягнутий поточний коефіцієнт вилучення, підраховують залишкові видобувні запаси нафти і конденсату та на їх основі уточнюють кінцеві коефіцієнти вилучення.

Дослідження динамічної моделі покладу дають змогу уточнити її статичну модель. Так, за даними розробки покладів можна підрахувати їх початкові загальні геологічні запаси методами, що ґрунтуються на принципі матеріального балансу, за результатами вивчення взаємодії свердловин, пропластків, пластів – уточнити контури зон їх впливу, встановити місцезнаходження непроникних екранів тощо.

Динамічну модель подають у вигляді різних карт (охоплення дією, залишкової газонафтонасиченої і заводненої товщин пласта, розподіл залишкових запасів, ізобар тощо); графіків, які характеризують поточні й накопичені показники розробки на дату складання моделі; параметрів, які відображають характер витіснення нафти, тощо.

Отже, підрахунок і перерахунки запасів нафти і газу – це геолого-промислові періодичні узагальнення з вивчення будови покладів, виконані методами мінералогії, петрографії, геофізики, геохімії, гідродинаміки, фізики пласта тощо. За результатами вивчення, а також за допомогою власних методів дослідження промислового геологія формує уявлення про поклад загалом як про геолого-технологічний об'єкт, що розглядається в розрізі статичних і динамічних складових системи покладу.

Запаси покладів нафти і газу можна визначити об'ємним методом за будь-якого ступеня їх вивченості. У свою чергу, різний ступінь вивченості покладів, особливості будови порожнього простору, має бути

відображений у різних модифікаціях формули об'ємного методу. Початкові загальні геологічні запаси покладів нафти і газу визначають методами, що ґрунтуються на принципі матеріального балансу, видобувні (балансові) запаси вуглеводнів – за даними розробки їх покладів.

Фактично моделювання розробки покладу відіграє важливу роль при підрахунку запасів і є складовою звітів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу.

VI. ОБ'ЄМНИЙ МЕТОД ПІДРАХУНКУ ЗАГАЛЬНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ

6.1. Огляд методів підрахунку запасів нафти і газу

На сьогодні достатньо обґрунтовані теоретично й практично три групи методів підрахунку запасів і ресурсів нафти та газу: об'ємний, статистичний, матеріального балансу. Основним методом підрахунку загальних геологічних запасів вуглеводнів є об'ємний [1–4].

Державний баланс запасів України обліковує запаси, підраховані тільки об'ємним методом і затверджені (апробовані) ДКЗ України з урахуванням видобутку на дату затвердження.

Статистичний і метод матеріального балансу додатково обґрунтовують обсяг запасів, підрахованих об'ємним методом, і мають співвідноситися з ним.

Супутні компоненти підраховують за їх відсотковим (потенційним) вмістом у складі основної корисної копалини.

Вибір методу підрахунку запасів нафти і газу залежить від ступеня геологічного вивчення покладу, стадії ГРР та режиму його розробки, які, у свою чергу, визначають обсяг первинних даних та якість вихідної інформації.

Виходячи з досвіду проведених геологорозвідувальних робіт та підрахунку запасів нафти і газу згідно з «Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу» (1997), затвердженою наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 10.07.1998 № 46, визначено такі основні принципи підрахунку запасів об'ємним методом:

1) запаси нафти і газу підраховують згідно з підрахунковими планами, складеними на основі структурних карт; масштаби планів 1 : 5000... 1 : 25 000 залежно від розмірів і складності геологічної будови покладів;

2) запаси підраховують окремо по покладах із виділенням запасів нафтової, газової, водонафтової, газонафтової, газонафтоводняної, газоводняної зон і разом по родовищу;

3) запаси нафти нових (на яких не проводилась дослідно-промислова розробка) нафтових і газонафтових родовищ (покладів) підраховують об'ємним методом; запаси родовищ (покладів), що відкриті раніше і розробляються, підраховують об'ємним методом та одним із методів матеріального балансу; запаси покладів, що знаходяться на пізній стадії розробки, підраховують статистичним методом;

4) запаси газу газових, газоконденсатних і нафтогазових нових (на яких не проводилась дослідно-промислова розробка) родовищ (покладів) підраховують об'ємним методом; для відкритих раніше родовищ (покладів), що розробляються, застосовують як об'ємний метод підрахунку, так і метод зниження пластового тиску за відсутності різко виявленого водонапірного режиму. У разі застосування методу падіння пластового тиску треба визначати зміни в часі приведеного пластового тиску залежно від сумарного відбору газу, а також зниження середньозваженого пластового тиску. Оцінюють кількість води, що надійшла в пласт за період розробки родовища; одночасно підраховують запаси за сумою дренуваних об'ємів експлуатаційних свердловин;

5) запаси розчиненого у нафті газу підраховують відповідно до режиму розробки нафтового покладу та за вмістом газу в нафті у пластових умовах, який визначають за результатами дегазації глибинних проб нафти у стандартних умовах;

6) видобувні (балансові) запаси розчиненого у нафті газу для водонапірного режиму визначають за обсягом видобувних запасів нафти, для родовищ з іншими режимами – за обсягом загальних запасів нафти з урахуванням її дегазації в процесі розробки;

7) запаси конденсату газоконденсатних покладів підраховують за даними дослідження свердловин, експериментального вивчення властивостей пластових газоконденсатних систем, результатами розрахунків вмісту конденсату та його видобувної частини згідно з режимом розробки;

8) перспективні ресурси вуглеводнів на підготовлених до глибокого буріння площах, а також у межах не розкритих бурінням пластів родовищ оцінюють тільки об'ємним методом;

9) запаси і перспективні ресурси супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, підраховують згідно з «Вимогами до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів», затвердженими наказом ДКЗ України від 12.11.1997 № 95.

6.2. Сутність об'ємного методу підрахунку запасів нафти і газу в надрах

Об'ємний метод підрахунку запасів нафти і газу є основним. Значною мірою це пояснюється тим, що в його основу покладено

дослідження геологічних особливостей будови кожного покладу (з метою встановлення його форми, розміру, характеристики колекторів, їх насиченості тощо), які є логічним завершенням проведених геологорозвідувальних робіт, а також визначення майже всіх підрахункових параметрів, необхідних для складання проекту розробки.

Об'ємний метод підрахунку запасів ґрунтується на вивченні геологічних умов залягання нафти і газу в надрах, усі необхідні параметри неминуче отримуються в процесі геологічного вивчення покладу. У тій чи іншій формі цей метод можна використовувати незалежно від режиму роботи та часу розробки покладу, що робить його універсальним.

Суть об'ємного методу полягає у визначенні маси нафти чи об'єму вільного газу, приведених до стандартних умов, у насичених ними об'ємах пустотного простору порід-колекторів покладів нафти і газу.

Ці об'єми визначають множенням площі горизонтальної проекції покладів нафти або вільного газу (F) на середнє значення вертикальної ефективної нафто(газо)насиченої товщини пласта ($h_{н.еф}$, $h_{г.еф}$), середнє значення відкритої пористості ($k_{п.в}$), середнє значення коефіцієнта нафтонасиченості (k_n) або газонасиченості (k_g). При цьому знаходять об'єм колекторів покладу ($Fh_{н.еф}$; $Fh_{г.еф}$), об'єм пустотного простору порід-колекторів ($Fh_{н.еф}k_{п.в}$; $Fh_{г.еф}k_{п.в}$), об'єми пустотного простору порід-колекторів, насичених відповідно нафтою або вільним газом ($Fh_{н.еф}k_{п.в}k_n$; $Fh_{г.еф}k_{п.в}k_g$). Об'єми пустотного простору, насичені нафтою або вільним газом, можна визначити як добуток $Fh_{н.еф}$ на середнє значення коефіцієнта ефективної пористості. Для нафти коефіцієнт ефективної пористості $k_{п.еф}$ дорівнює добутку $k_{п.в}k_n$, для газу – добутку $k_{п.в}k_g$, їх розраховують для кожного однорідного продуктивного інтервалу пласта.

В пустотному просторі порід-колекторів за пластових умов нафта містить розчинений газ. Для приведення об'єму пластової нафти до об'єму нафти, дегазованої за стандартних умов, використовують середнє значення перерахункового коефіцієнта θ .

З урахуванням цих параметрів об'єм нафтового покладу, приведений до стандартних умов, визначатиметься за виразом

$$V_{н.ст} = Fh_{н.еф} k_{п.в} k_n \theta$$

або

$$V_{н.ст} = Fh_{н.еф} k_{п.еф} \theta.$$

Помноживши $V_{н.ст}$ на середнє значення густини нафти ($\rho_{н.сер}$) за стандартних умов, отримаємо початкові геологічні запаси нафти, які містяться у цьому покладі:

$$Q_{н.ст} = Fh_{н.еф} k_{п.в} k_n \theta \rho_{н.сер}$$

або

$$Q_{н.ст} = Fh_{н.еф} k_{п.еф} \theta \rho_{н.сер}.$$

Для приведення об'єму вільного газу, який міститься у покладі, до стандартних умов використовують термобаричний коефіцієнт, що є добутком баричного K_p і температурного K_t коефіцієнтів:

$$K_p K_t = [(P_0 \alpha_0 - P_{\text{зал}} \alpha_{\text{зал}}) / P_{\text{ст}}] [(T_0 + t_{\text{ст}}) / (T_0 + t_{\text{пл}})],$$

де P_0 – середній початковий пластовий тиск у покладі, МПа; α_0 – поправковий коефіцієнт – величина, обернена до коефіцієнта стисливості реальних газів Z_0 за тиску P_0 ($\alpha_0 = 1/Z_0$); $P_{\text{зал}}$ – середній залишковий пластовий тиск, який встановлюється у покладі, коли тиск у гирлі видобувних свердловин дорівнює стандартному, МПа; $\alpha_{\text{зал}}$ – поправковий коефіцієнт на стисливість реальних газів за тиску $P_{\text{зал}}$, що дорівнює $1/Z_{\text{зал}}$ ($Z_{\text{зал}}$ – коефіцієнт стисливості газу); $P_{\text{ст}}$ – стандартний тиск ($P_{\text{ст}} = 0,101325$ МПа) (тиск за стандартних умов дорівнює 1 атм, для переведення тиску з МПа у фізичні атмосфери застосовується коефіцієнт, який дорівнює 9,8692 (1 МПа = 9,8692 атм, звідки 1 атм = 0,101325 МПа); $T_0 = 273$ К; $t_{\text{ст}}$ – стандартна температура ($t_{\text{ст}} = 20$ °С); $t_{\text{пл}}$ – середня температура покладу за пластових умов, °С.

Коефіцієнт Z визначають за дослідними кривими (див. рис. 5.1) або довідковими таблицями.

Середнє значення початкового пластового тиску газових покладів (P_0) отримують зі статичних вибійних тисків, визначених у пошукових і розвідувальних свердловинах, який приводять до центра ваги покладу. Як правило, визначають за епюрою чи усередненим значенням градієнта пластового тиску. За відсутності інструментально вимірних (глибинним манометром) статичних вибійних тисків у свердловинах ($P_{\text{св.0}}$) їх визначення допускається за статичними тисками, вимірними на гирлі свердловин взірцевими манометрами.

Значення $P_{\text{св.0}}$ отримують за допомогою інтерполяції до центра ваги покладів за даними замірів глибинних манометрів або взірцевих манометрів, встановлених у гирлах свердловин, з подальшим їх приведенням до глибини середини пласта з урахуванням ваги стовпа газу:

$$P_{\text{св.0}} = P_{\text{св.м}} e^{1293 \cdot 10^{-9} H_{\text{с.п}} \rho_{\text{г}}},$$

де $P_{\text{св.м}}$ – тиск, вимірний взірцевим манометром у гирлі закритої свердловини, МПа; e – основа натурального логарифму; $\rho_{\text{г}}$ – відносна густина газу за повітрям; $H_{\text{с.п}}$ – глибина середини пласта у свердловині.

Середній залишковий пластовий тиск у покладі для глибини $H_{\text{ц.в}}$ на рівні знаходження центра ваги покладу і стандартного тиску в гирлі всіх свердловин обчислюють за формулою

$$P_{\text{зал}} = 0,1 e^{1293 \cdot 10^{-9} H_{\text{ц.в}} \rho_{\text{г}}}.$$

Глибину центра ваги пластового покладу умовно приймають на рівні половини висоти (1/2) покладу, а масивного та масивно-пластового – на рівні третини висоти (1/3) покладу від газорідинного контакту.

Для підрахунку початкових запасів вільного газу в процесі пошуково-розвідувальних робіт і розробки покладу використовують дані початкових пластових тисків, отримані у свердловинах тільки до початку розробки покладу. Тому вимірюванню пластового тиску під час геологічного вивчення покладу слід приділяти особливу увагу.

Середню пластову температуру $t_{пл}$ обчислюють за вимірами у свердловинах, після чого її приводять до центра ваги покладів.

Початкові загальні запаси вільного газу в покладі за об'ємним методом обчислюють за формулами:

$$Q_{г} = Fh_{г.еф} k_{п.в} k_{г} K_{р} K_{t},$$

$$Q_{г} = Fh_{г.еф} k_{п.еф} K_{р} K_{t}.$$

Балансові (видобувні) запаси $V_{в}$ нафти, газу або конденсату, які можна вилучити з надр, визначають за допомогою коефіцієнтів вилучення $k_{вил}$, що обґрунтовані відповідними техніко-економічними розрахунками:

$$V_{в} = Q k_{вил}.$$

Об'ємний метод вважають практично універсальним для підрахунку запасів будь-якого покладу вуглеводнів на будь-якій стадії геологічного вивчення. Його складність полягає у необхідності своєчасного визначення особливостей геологічної будови покладу на початку дослідження та оперативного визначення параметрів, які характеризують об'єм пустотного простору, насиченого нафтою чи вільним газом.

Кожен поклад є складним об'єктом. Його складність обумовлена типом пустотного простору порід-колекторів, умовами залягання їх у пастці, типом самої пастки, характером насичення пустотного простору, його мінливістю по латералі і вертикалі, взаємозв'язком параметрів, умовами залягання флюїдів у надрах тощо. Достовірна оцінка кожного зі згаданих чинників нерідко ускладнюється недостатністю та низькою якістю фактичних даних. Тому процес вивчення покладу є безперервним від початку відкриття й до завершення розробки, у ході якого початкові уявлення про геологічну будову покладу постійно вдосконалюються, а іноді змінюються кардинально.

Геологічні моделі покладів удосконалюються у результаті збільшення обсягів спостережень та залучення нових методів досліджень, раціонального поєднання їх з іншими методами. Саме цим обумовлена багатоваріантність об'ємного методу. Для кожного варіанта характерні свої методи визначення об'ємів порід-колекторів, об'ємів пустотного простору, насичених нафтою або газом, методи визначення середніх значень параметрів по свердловинах, об'єктах підрахунку чи покладах.

6.3. Способи визначення середніх значень параметрів об'ємного методу

Для підрахунку запасів нафти і вільного газу об'ємним методом використовують різні способи розрахунку середніх значень параметрів:

середньоарифметичного; середньозваженого на ефективну нафто(газо)насичену товщину; середньозваженого на площу; середньозваженого на об'єм (порід-колекторів; пустотного простору порід-колекторів; пустотного простору порід-колекторів, насиченого нафтою або вільним газом).

Можливість застосування кожного способу визначається ступенем вивченості покладів, обсягом фактичних даних, характером розміщення свердловин по площі покладу, наявністю або відсутністю зв'язків між параметрами, закономірностями зміни їх за площею, ступенем однорідності пластів-колекторів, характером статистичного розподілу параметрів.

Визначення середньоарифметичного і середньозваженого значень параметрів. Для розрахунку середньоарифметичного значення параметра суму всіх спостережених значень x_i ділять на число спостережень n :

$$\bar{x} = \left(\sum_{i=1}^n x_i \right) / n. \quad (6.1)$$

Таким способом визначають середні значення параметрів по свердловинах або по покладу загалом. У другому випадку загальне число спостережень має бути не меншим за 7.

Середньозважене значення показника знаходять як відношення суми добутків спостережених значень обчислюваного показника та показника зважування до суми спостережених значень показника зважування.

Слід зауважити, що формула (6.1) непридатна для розрахунку середніх значень параметрів покладу загалом, якщо:

- 1) статистичний розподіл значень спостережуваного параметра суперечить теоретичному закону його розподілу;
- 2) за даними спостережених значень у свердловинах встановлено закономірну зміну досліджуваного параметра за площею;
- 3) встановлено закономірну зміну одного з параметрів, що входить до формули об'ємного методу, залежно від зміни інших параметрів.

Розглянемо ці випадки докладніше.

Численними дослідженнями встановлено, що представницькі (після відбракування некондиційних) значення, які можна спостерігати по керну, коефіцієнтів відкритої пористості і нафтогазонасиченості з проникних інтервалів однорідного пласта розподіляються відповідно до закону нормального розподілу (рис. 6.1). Оцінкою його математичного очікування є середнє значення, розраховане за формулою (6.1). Відхилення статистичного розподілу параметра від цього закону визначають за допомогою критерію Пірсона χ^2 :

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^r [(m_i - np_i)^2 / np_i],$$

де m_i – число визначень параметра в i -му класі; p_i – ймовірність потрапляння теоретичного числа визначень до i -го класу; np_i – теоретичне число визначень в i -му класі; n – загальне число визначень по пласту (покладу); r – число класів.

Ймовірність p_i розраховується за формулою нормованої функції Лапласа Φ_0 :

$$p_i = \Phi_0[(x_2 - \bar{x})/s] - \Phi_0[(x_1 - \bar{x})/s],$$

де x_2, x_1 – значення параметра на межі класу; \bar{x} – середнє значення статистичного розподілу цього параметра; s – оцінка середньоквадратичного відхилення.

Якщо розраховане значення цього критерію виявиться більшим за табличне, то досліджуваний статистичний розподіл суперечить нормальному закону і формула (6.1) для оцінки середнього значення непридатна.

Відхилення статистичного розподілу значень коефіцієнтів відкритої пористості, нафто(газо)насиченості від закону нормального розподілу може бути пов'язане з нерівномірним винесенням керна або закономірною зміною параметра за площею покладу.

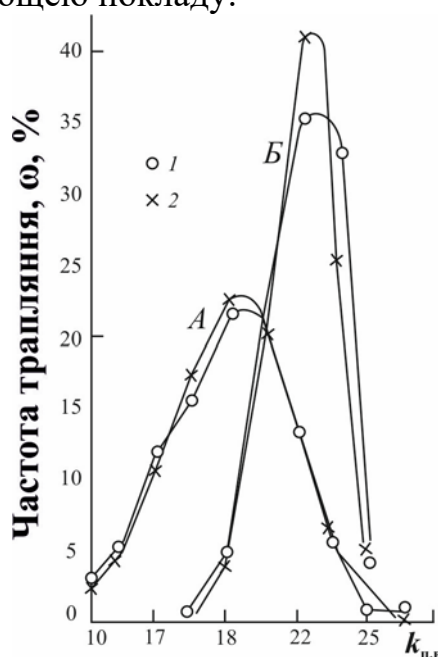


Рис. 6.1. Фактичні (1) та теоретичні (2) криві розподілу значень відкритої пористості $k_{п.в}$ родовищ А і Б (за Л.Ф. Демєтьєвим)

Нерівномірне винесення керна, як правило, зумовлене незначним його відбором із найбільш проникних високопористих інтервалів пласта в результаті їх порушення. У цьому випадку полігон розподілу та значень коефіцієнтів відкритої пористості й нафто(газо)насиченості має яскраво виражену лівобічну асиметрію, тому для розрахунку середнього значення слід використовувати геофізичні дані.

Лівобічна асиметрія статистичного розподілу характерна для пластів із закономірною зміною параметрів за площею, якщо в разі рівномірного подання визначень по свердловинах область поширення пласта в межах покладу зі значеннями, меншими за середні, що перевищує область його поширення із значеннями, більшими за середні. За протилежного співвідношення розглянутих областей пласта полігон розподілу значень параметра матиме правобічну асиметрію. У такому разі для розрахунку середнього значення складають карту зміни параметра в межах покладу і розраховують його зважуванням на площу.

Якщо в межах покладу встановлено взаємопов'язану зміну параметрів, за якої, наприклад, більш високим значенням ефективних нафто(газо)насичених товщин відповідають більш високі значення коефіцієнтів відкритої пористості й нафто(газо)насиченості і навпаки, або подібним чином пов'язані будь-які два інші параметри, використання середньоарифметичних і середньозважених значень призводить до систематичних похибок.

Н.Н. Марков і Ю.В. Шурубор довели, що коли функції двох параметрів у межах покладу взаємокорельовані, то

$$\iint_F [h_{н.эф}(x, y) - \bar{h}_{н.эф}] [k_{п.в}(x, y) - \bar{k}_{п.в}] dx dy \neq 0,$$

де $\bar{h}_{н.эф}$, $\bar{k}_{п.в}$ – середні значення параметрів. При цьому за наявності прямого кореляційного зв'язку використання середньоарифметичних значень веде до систематичного заниження запасів, а за оберненого зв'язку – до їх завищення. Внаслідок цього в разі взаємозв'язаної зміни параметрів, що входять у формулу (6.1), середні значення слід знаходити зважуванням за об'ємом.

Визначення середньозваженого на ефективну нафто(газо)насичену товщину значення пористості й нафтогазонасиченості розраховується за формулою

$$x_{ср.зв} = \left(\sum_{i=1}^n x_i h_{н.эф.i} \right) / \left(\sum_{i=1}^n h_{н.эф.i} \right),$$

де x_i – середнє значення параметра в i -му проникному інтервалі продуктивного пласта; $h_{н.эф.i}$ – ефективна нафто(газо)насичена товщина i -го інтервалу.

Цей спосіб використовують тільки для визначення середніх значень параметрів у перетині покладу свердловиною. Такими параметрами є відкрита пористість та її складові, ефективна пористість, нафтогазонасиченість.

У разі розрахунку за даними керна в кожному проникному інтервалі продуктивного пласта попередньо визначають середньоарифметичне значення зі значень спостережуваного параметра. Якщо розрахунок

проводять за геофізичними даними, то за x_i беруть середнє значення однорідного інтервалу пласта.

Визначення середньозваженого значення за площею. Цей спосіб розрахунку застосовують на основі карти зміни значень параметра за площею, попередньо визначених по продуктивному пласту в кожній свердловині. За допомогою середньозваженого за площею можна визначити середнє значення будь-якого параметра, що входить у формулу об'ємного методу.

Розглянемо принцип розрахунку на прикладі карти ефективної нафто(газо)насиченої товщини масивного покладу (рис. 6.2).

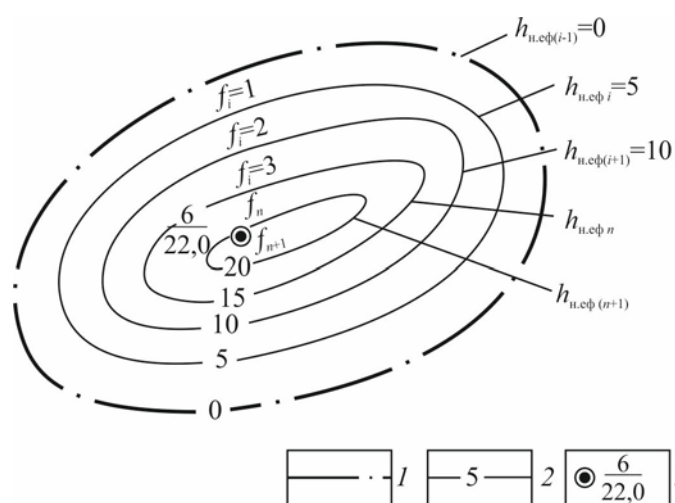


Рис. 6.2. Приклад використання ефективної нафто(газо)насиченої товщини $h_{н.эф}$ масивного покладу для визначення об'ємів колекторів і середньозваженого за площею значення ефективної нафто(газо)насиченої товщини $h_{н.эф.сер.зв}$:

1 – зовнішній контур площі нафтогазоносності; 2 – ізопахіти, м; 3 – свердловина (над рисою – номер, під рисою – ефективна нафто(газо)насичена товщина, м)

Формула для визначення $h_{н.эф.сер.зв}$ складається з двох членів. Перший характеризує параметри присклепінної зони, другий – решту покладу:

$$h_{н.эф.сер.зв} = \frac{\frac{h_{н.эф(n+1)} + h_{н.эф.св}}{2} f_{(n+1)} + \sum_{i=1}^n \frac{h_{н.эф(i-1)} + h_{н.эф.i}}{2} f_i}{f_{(n+1)} + \sum_{i=1}^n f_i}, \quad (6.2)$$

де $h_{н.эф(n+1)}$ – значення присклепінної ізопахіти; $h_{н.эф.св}$ – ефективна нафто(газо)насичена товщина пласта у присклепінній свердловині; $h_{н.эф(i-1)}$, $h_{н.эф.i}$ – значення суміжних ізопахіт, що обмежують елементарні площі; f_i – елементарна площа, обмежена двома суміжними ізопахітами; $f_{(n+1)}$ – площа, обмежена присклепінною ізопахітою.

Знаменник у формулі (6.2) описує площу покладу F . Якщо в межах покладу присклепінна зона відсутня, то перше значення у чисельнику, що додається, і в знаменнику формули (6.2) дорівнює нулю.

Що стосується розглянутого прикладу, вираз у чисельнику описує об'єм колекторів покладу, який у загальному вигляді визначають за формулою

$$V_k = \iint_F (h_{н.еф})(x, y) dx dy. \quad (6.3)$$

Значення параметрів, середньозважених за площею, розраховують тоді, коли спостерігаються закономірні зміни параметрів за площею покладу та за нерівномірного розміщення свердловин у межах покладів, особливо масивних.

Визначення середньозваженого значення за об'ємом. При зважуванні на об'єм для визначення середніх значень параметрів складають дві карти, які нерідко суміщають на одному рисунку.

Ізолінії однієї карти відображають добуток $h_{н.еф}k_{п.в}$ або $h_{н.еф}k_{п.в}k_n$ (кожну з цих карт отримують складанням карт параметрів-множників). Другою картою може бути карта ізопакіт або карта в ізолініях $h_{н.еф}k_{п.в}$. Для газових покладів замість k_n беруть k_r .

Розробивши планіметрію карти $h_{н.еф}k_{п.в}$, отримують об'єм пустотного простору порід-колекторів, що дорівнює

$$V_{п} = \iint_F (h_{н.еф}k_{п.в})(x, y) dx dy. \quad (6.4)$$

Об'єм колекторів, що є об'ємом, на який здійснюється зважування, визначають за формулою (6.3). Поділивши формулу (6.4) на (6.3), отримаємо середньозважене за об'ємом колекторів значення коефіцієнта відкритої пористості:

$$k_{п.ср.зв} = \left[\iint_F (h_{н.еф}k_{п.в})(x, y) dx dy \right] / \left[\iint_F h_{н.еф}(x, y) dx dy \right].$$

Аналогічно отримаємо середньозважене за об'ємом колекторів значення коефіцієнта нафтогазонасиченості:

$$k_{н.ср.зв} = \left[\iint_F (h_{н.еф}k_{п.в}k_n)(x, y) dx dy \right] / \left[\iint_F (h_{н.еф}k_{п.в})(x, y) dx dy \right].$$

Слід зауважити, що подібний спосіб розрахунків середньозважених значень широко використовують і в методах, що ґрунтуються на принципі матеріального балансу, для розрахунку середніх поточних пластових тисків, зважених або за об'ємом колекторів, або за об'ємом пустотного простору, насиченого нафтою чи вільним газом. Для цього випадку формула має вигляд

$$P_{ср.зв} = \left[\iint_F (h_{н.еф}k_{п.в}k_n p)(x, y) dx dy \right] / \left[\iint_F (h_{н.еф}k_{п.в}k_n)(x, y) dx dy \right].$$

Метод палетки П.К.Соболевського полягає в тому, що на карту з двома системами ізоліній, суміщених на одному рисунку, накладають рівномірну квадратну сітку з кроком 1 см або більше (рис. 6.3, 6.4). У точках, що відповідають центрам кожного квадрата, інтерполяцією між двома сусідніми ізолініями отримують значення обох параметрів. Якщо квадрат не повний або на його площі проходить межа між різними зонами покладу (нафтовою, водонафтовою, різними класами запасів та ін.), то встановлюють частку квадрата, що припадає на кожну зону (рис. 6.5). Інтерполяцією визначають параметри в центрі ваги кожної зони квадрата. Ці значення множать на частку зони в квадраті і враховують у відповідних формулах.

Так, розрахунок середньозваженого за об'ємом порід-колекторів значення коефіцієнта відкритої пористості за допомогою палетки значно спрощується:

$$k_{\text{п.в.ср.зв}} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.еф}} k_{\text{п.в}})_i \right] / \left(\sum_{i=1}^n h_{\text{н.еф.}i} \right), \quad (6.5)$$

де $(h_{\text{н.еф}} k_{\text{п.в}})_i$ – добуток ефективної нафто(газо)насиченої товщини і коефіцієнта відкритої пористості в центрі i -го квадрата; $h_{\text{н.еф.}i}$ – ефективна нафто(газо)насичена товщина в центрі i -го квадрата.

Щоб розрахувати середньозважене за об'ємом значення параметра, достатньо скласти значення кожного квадрата в чисельнику і знаменнику й отриману суму в чисельнику поділити на суму в знаменнику. У свою чергу, чисельник у формулі (6.5) пропорційний з урахуванням масштабу карти об'єму пустотного простору колекторів, а знаменник – об'єму колекторів.

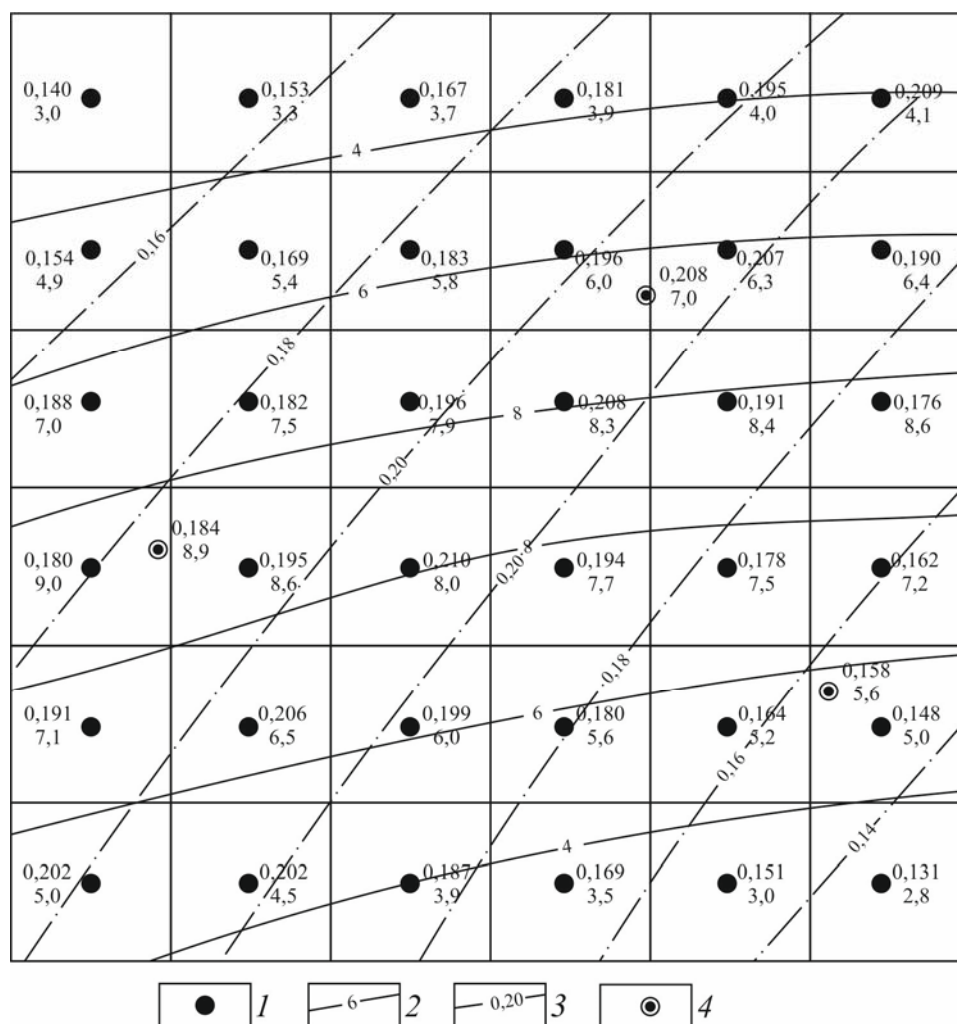


Рис. 6.3. Застосування методу палетки П.К. Соболевського для визначення середньозваженого за об'ємом колекторів значення коефіцієнта відкритої пористості (фрагмент ділянки покладу). Карта з палеткою ефективної нафто(газо)насиченої товщини $h_{н.еф}$ і відкритої пористості $k_{п.в}$:

1 – квадрат палетки з точкою в центрі, 2 – $h_{н.еф}$, м, 3 – $k_{п.в}$, 4 – свердловини (цифри вгорі – значення $k_{п.в}$, внизу – значення $h_{н.еф}$)

Аналогічно можна записати формули для розрахунку середньозважених за об'ємом колекторів значень коефіцієнтів нафтогазонасиченості та ефективної пористості:

$$k_{н.сер.зв} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{н.еф} k_{п.в} k_n)_i \right] / \left[\sum_{i=1}^n (h_{н.еф} k_{п.в})_i \right];$$

$$k_{п.еф.сер.зв} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{н.еф} k_{п.еф})_i \right] / \left(\sum_{i=1}^n h_{н.еф.i} \right).$$

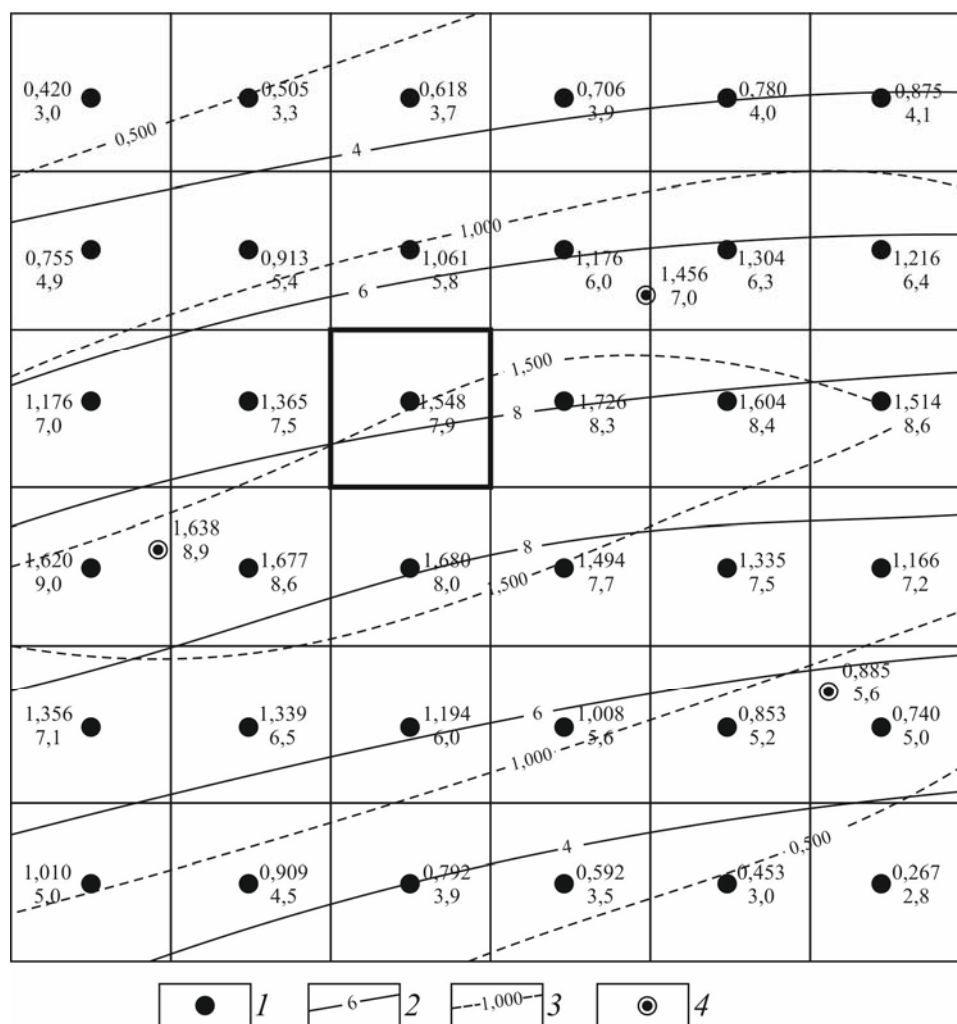
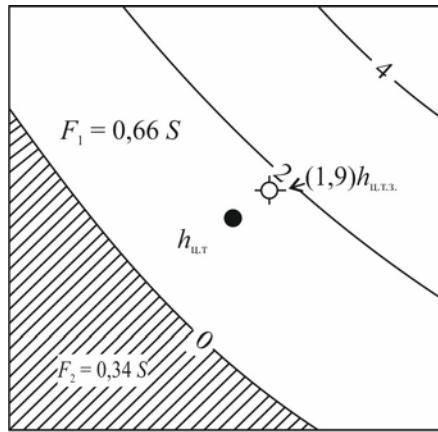


Рис. 6.4. Застосування методу палетки П.К.Соболевського для визначення середньозваженого за об'ємом колекторів значення коефіцієнта відкритої пористості (фрагмент ділянки покладу). Карта з палеткою ефективної нафто(газо)насиченої товщини $h_{н.еф}$ і добутку $h_{н.еф}k_{п.в}$:

1 – квадрат палетки з точкою в центрі; 2, 3 – ізолінії відповідно $h_{н.еф}$ (м) та $h_{н.еф}k_{п.в}$; 4 – свердловини (вгорі – значення $h_{н.еф}k_{п.в}$, внизу – значення $h_{н.еф}$)



$$V = 0,66 \cdot 1,9 \cdot 1 = 1,25 \text{ м}^3$$

за $S = 1 \text{ см}^2$

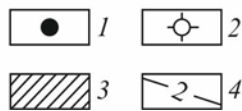


Рис. 6.5. Приклад визначення параметрів на площі квадрата прямокутної сітки із частковим заповненням:

1 – центр квадрата палетки; 2 – центр тяжіння зони; 3 – зона відсутності колекторів; 4 – ізопахіти, м

На цьому ж принципі ґрунтується розрахунок значень поточних пластових тисків, середньозважених (рис. 6.6, 6.7)

за об'ємом колекторів:

$$P_{\text{ср.зв}} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.еф}} P)_i \right] / \sum_{i=1}^n h_{\text{н.еф}i}$$

за об'ємом пустотного простору:

$$P_{\text{ср.зв}} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.еф}} k_{\text{п.в}} P)_i \right] / \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.еф}} k_{\text{п.в}})_i \right];$$

за об'ємом пустотного простору, насиченого нафтою (вільним газом):

$$P_{\text{ср.зв}} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.еф}} k_{\text{п.в}} k_{\text{н}} P)_i \right] / \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.еф}} k_{\text{п.в}} k_{\text{н}})_i \right].$$

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV
1		0,25 0,075 3,282	0,25 0,02 3,282											
2		0,6 0,09 7,83	3 0,7 38,88	5,6 1 72,35	8,8 0,95 113,87	4,6 0,55 59,8	2,37 0,3 30,90	1,9 0,32 24,778	2,9 0,52 37,7	3,7 0,7 48,026	3,4 0,65 44,166	7,8 0,4 23,472	0,4 0,025 5,252	
3	0,2 0,01 2,602	2,2 0,75 41,152	9,6 1 122,4	16,58 1 210,4	18,18 1 231,43	15,8 1 202,8	11,0 1 141,02	9,07 1 116,16	10,6 1 135,46	12,4 1 158,22	11,8 1 150,8	11,8 1 102,39	7,95 0,85 38,261	0,3 0,012 3,93
4	1,7 0,25 21,811	7,9 1 100,09	17,7 1 221,69	26,16 1 325,69	30,78 1 384,44	29,2 1 366,16	23,7 1 297,67	20,3 1 254,76	20,8 1 260,62	22,8 1 282,95	21,9 1 275,37	19,5 1 248,23	8,6 1 110,76	1,6 0,33 20,848
5	3,8 0,75 48,26	13,4 1 167,36	24,5 1 303,31	34,05 1 417,45	36,2 1 445,26	35,6 1 440,01	33,8 1 416,75	31,9 1 392,05	33,1 1 404,79	33,3 1 412,92	30,3 1 379,35	20,4 1 258,46	12,9 1 165,63	3,4 0,55 44,28
6	4,55 0,95 57,46	12,2 1 151,28	27,7 1 339,32	33,35 1 407,53	35,72 1 436,85	34,1 1 420,45	32,2 1 396,7	32,63 1 402,24	34,27 1 423,23	33,07 1 412,71	28,2 1 355,03	19,8 1 252,25	9,37 1 120,77	1,87 0,5 24,403
7	3,5 0,77 44,31	11,5 1 145,7	19,5 1 240,43	24,4 1 301,09	27,02 1 336,23	21,8 1 272,71	20,25 1 253,53	20,4 1 256,63	20,6 1 260,38	19,4 1 246,38	15,3 1 198,68	8,77 1 112,95	2,5 0,96 32,47	
8	1,25 0,3 15,93	5,92 1 74,71	11,5 1 143,98	13,6 1 170,68	12,98 1 164,32	10,7 1 136,42	8,34 1 106,75	6,82 0,96 87,56	6,35 0,83 81,78	5,62 0,75 72,61	3,5 0,5 45,25	4,27 0,5 16,53	0,18	
9		1,42 0,36 18,133	37,5 0,8 47,662	4,67 0,9 59,49	4,16 0,8 53,41	3 0,6 38,97	1,54 0,3 20	0,35 0,025 4,56						

Рис. 6.6. Застосування способу палетки для розрахунку середнього пластового тиску, зваженого за об'ємом колекторів (квадрати палетки з фактичним даними):

штрихпунктирна лінія – зовнішній контур площі нафтогазоносності; цифри в квадратах: вгорі – ефективна нафто(газо)насичена товщина (м), посередині – частка квадрата, внизу – добуток $P_{пл}h_{н.эф}$

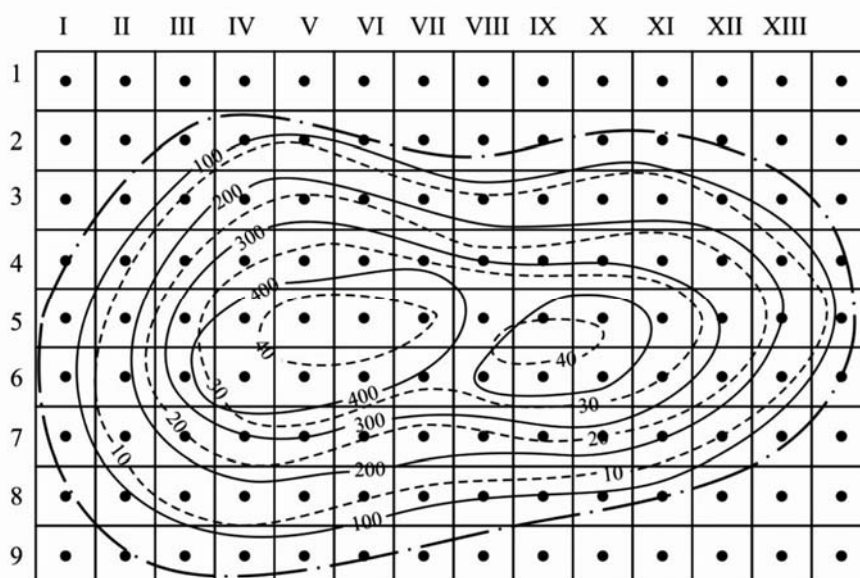


Рис. 6.7. Застосування способу палетки для розрахунку середнього пластового тиску, зваженого за об'ємом колекторів (карти ізопахіт і добутку $P_{пл}h_{н.эф}$):

штрихпунктирна лінія – зовнішній контур площі нафтогазоносності, суцільні – ізолінії $P_{пл}h_{н.эф}$, МПа·м, штрихові – ізопахіти

Розглянутий вище принцип розрахунку середньозважених значень параметрів реалізується під час підрахунку запасів у програмних продуктах геоінформаційних систем.

6.4. Основні етапи підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом

Процес підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом включає три етапи послідовних робіт, що мають місце на всіх стадіях вивченості покладів:

1) Детальна кореляція розрізів свердловин з метою виділення в розрізі літолого-стратиграфічного комплексу нафтогазоносних горизонтів, продуктивних пластів, прошарків і флюїдоупорів між ними, а також простеження їх за площею покладу.

2) Виділення колекторів, визначення параметрів пласта і флюїдів, що його насичують, за даними пластових перетинів у свердловинах. На цьому етапі в кожній свердловині виділяють загальні (разом із водонасиченими) ефективні й ефективні нафто(газо)насичені товщини пласта, визначають колекторські властивості у пластових перетинах, нафтогазонасиченість, визначають глибини: НГВП (нижня границя встановленої продуктивності), ГВК (газоводяний контакт), ГНК (газонафтовий контакт), ВНК (водонафтовий контакт). Для нафти визначають: об'ємний коефіцієнт, тиск насичення, коефіцієнт стисливості, газоміст, в'язкість, густину (як за пластових, так і стандартних поверхневих умов), компонентний склад розчиненого газу та ін. Для газу визначають: густину за стандартних умов, відносну густину за повітрям, компонентний склад пластового газу, молекулярну масу, критичні температуру і тиск, коефіцієнт стисливості, тиск початку конденсації, потенційний вміст конденсату та ін. Для конденсату встановлюють: густину, фракційний склад та ін. Вимірюють початкові пластові тиски й температуру у свердловинах на середину покладу.

3) Побудова геологічної моделі покладу для підрахунку запасів здійснюється за даними сейсмогеологічних матеріалів та даними по пробурених свердловинах зі встановленими відмітками покрівлі колектора. На цьому етапі обґрунтовують абсолютні відмітки контактів: ВНК, ГВК, НГВП, УВНК (умовний ВНК), УГВК (умовний ГВК) покладу, обґрунтовують і виділяють межі покладу (літологічне заміщення), геометризують їх; складають підрахунковий план з обґрунтуванням меж класів запасів; обирають варіант обґрунтування підрахункових параметрів для об'ємного методу; здійснюють підрахунок запасів по кожному покладу (горизонту) і разом по родовищу.

Питання детальної кореляції розрізу, виділення типів колекторів, визначення параметрів пласта і флюїдів, що його насичують, детально

розглянуті в дисциплінах «Нафтогазопромислова геологія» та «Геофізичні дослідження свердловин».

6.5. Основні етапи підрахунку запасів нафти і газу на різних стадіях геологічного вивчення покладів для колекторів порового типу

До колекторів порового типу відносять переважно теригенні і частково карбонатні колектори. На сьогодні найбільш вивчені колектори порового типу, що визначають більш високу достовірність підрахункових параметрів, отриманих для цих покладів.

Достовірність підрахункових параметрів зростає з кожною вищою стадією вивченості внаслідок послідовної диференціації підрахункових об'єктів, що сприяє більшій деталізації будови покладів, точнішому визначенню їх геометричних форм, глибшій диференціації ресурсів і запасів.

6.5.1. Стадія пошуку родовищ (покладів)

Запаси нафти і газу відкритих нових покладів підраховуються на основі максимального обсягу наявної інформації. По одній свердловині, що дала приплив нафти або газу, потрібно виділити ефективні нафтогазонасичені товщини, вивчити колекторські властивості та інші параметри. Підрахунковий план покладу будують з урахуванням структурних побудов за даними сейсмічних матеріалів, що були підставою для постановки пошукового буріння.

Залежно від типів покладів розраховують нафто(газо)насичені об'єми і підраховують запаси вуглеводнів.

Пластові поклади. Площу покладу F визначають за структурною картою по покрівлі продуктивного пласта або найбільш наближеним відбиваючим сейсмічним горизонтом і встановленим рівнем продуктивності покладу (НГВП, ГВК, ГНК, ВНК) чи розрахованим рівнем продуктивності покладу (УГВК, УВНК).

Для покладів, пов'язаних із пластами, відмітки УГВК або УВНК приймають з урахуванням закономірності зміни контактів виявлених покладів по площі зони нафтогазонакопичення або з урахуванням коефіцієнта заповнення пасток на сусідніх покладах, тобто аналогічно тому, як визначають нафтогазонаосну площу при оцінці перспективних ресурсів. Слід зауважити, що структурна основа за відбиваючим сейсмічним (маркуючим) горизонтом має бути ув'язана з даними продуктивної свердловини в інтервалі, що відповідає відповідному відбиваючому сейсмічному горизонту. При цьому необхідно враховувати закономірності в розбіжностях між глибинами залягання відбиваючого сейсмічного горизонту та даних свердловин.

В окремих випадках у газових і газонафтових покладах відмітки ГНК, ГВК, а також відповідно до відмітки – площа покладу може

визначатись за допомогою гідродинамічних приладів (АПТ-7-10), які уможливають встановлення газорідних контактів у щойно відкритих газових і газонафтових покладах за даними першої свердловини незалежно від типу самих покладів. Цими приладами вимірюють пластовий і свердловинний тиски. Свердловинний тиск зростає з глибиною, тому відповідна залежність $P_{св} = f(H)$ характеризується сталим градієнтом тиску. Залежність пластового тиску $P_{пл} = f(H)$ в газовій частині покладу суттєво відрізняється від $P_{св} = f(H)$, в той час як нижче ГНК або ГВК вони паралельні (рис. 6.8). Цю обставину використовують для визначення газорідних контактів у газових і газонафтових покладах, у пластових перетинах перших свердловин до початку розробки, а також для контролю за переміщенням контактів флюїдів у покладах, що розробляються (рис. 6.9).

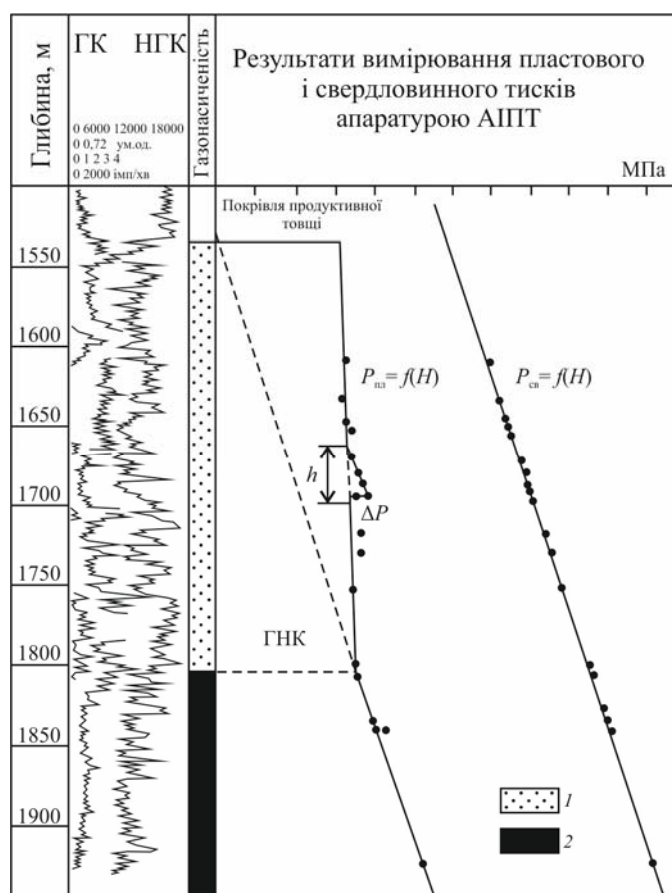


Рис. 6.8. Приклад визначення положення ГНК за даними гідродинамічних досліджень за допомогою приладів на кабелі в необсаджений свердловині (Оренбурзьке родовище, св. 373, за А.Б. Бубеєвим, А.І. Фіоновим, П.А. Броцьким):

1 – газ; 2 – нафта; ΔP – депресія; h – висота ділянки зміни тиску

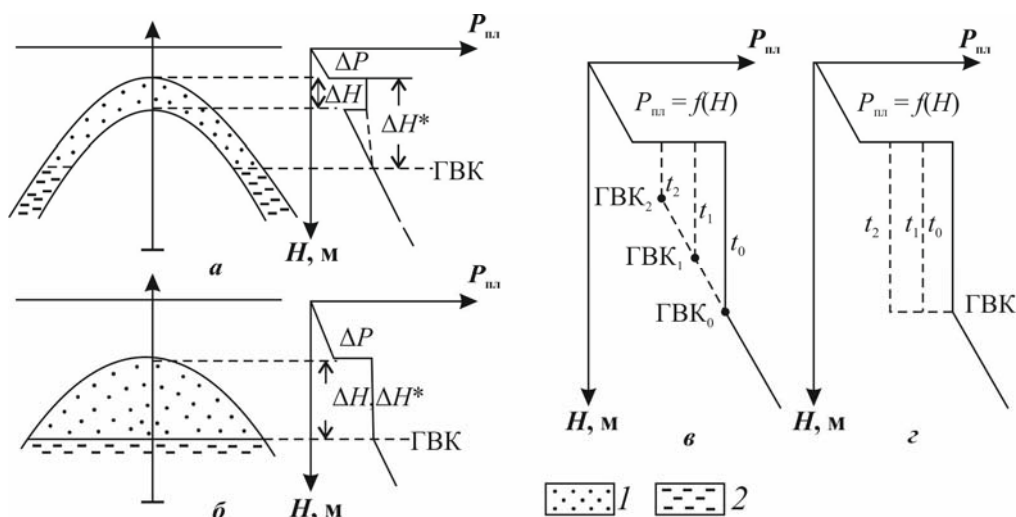


Рис. 6.9. Характер зміни тиску в розрізах свердловин, що перетинають газові поклади різних типів і на різних стадіях розробки (за А.Б. Бубєєвим, А.І. Фіоновим, П.А. Броцьким):

a, б – графіки зміни пластового тиску $P_{пл}$ до початку розробки на моделях пластового (*a*) і масивного (*б*) покладів; *в, з* – зміни $P_{пл}$ у масивному покладі за пружно-водонапірного (*в*) і газонапірного (*з*) режимів розробки; 1 – газ; 2 – вода

Ефективну нафто(газо)насичену товщину $h_{еф}$ беруть за даними першої продуктивної свердловини. Ефективні товщини прошарків виділяють за прямими якісними ознаками на діаграмах ГДС з урахуванням кондиційних значень, визначених за геофізичними даними або прийнятих за аналогією з сусідніми покладами.

Нафтогазонасичений об'єм покладу $V_{нг}$. Об'єм колекторів у межах площі з запасами класів 122+222 (або класів 121+221) обчислюють як добуток площі $F_{122+222}$ на нафтогазонасичену товщину $h_{еф}$ у свердловині

$$V_{\frac{122+222}{121+221}} = F_{\frac{122+222}{121+221}} h_{еф}$$

Відповідно до вимог Інструкції із застосування Класифікації, запаси обов'язково підраховують у межах окремих зон за складом флюїдів:

- 1) газової, газонафтової (газова частина), нафтової;
- 2) газоводяної, нафтогазової (нафтова частина), нафтоводяної.

До першої зони входить об'єм, що знаходиться в межах внутрішнього контуру газо-, газонафто- чи нафтонасиченості, до другої – об'єм міжконтурної зони (МК) в межах внутрішнього і зовнішнього контурів продуктивності (газоводо-, газонафто- чи нафтогазо- й нафтоводонасиченої зони).

Об'єм колекторів у межах внутрішнього контуру (ВК) продуктивності обчислюють формулою

$$V_{ВК} = F_1 h_{еф}, \quad (6.6)$$

де F_1 – площа, обмежена внутрішнім контуром нафтогазонасиченості.

Об'єм колекторів у міжконтурній зоні (МК) дорівнює

$$V_{МК} = F_2 h_{еф} / 2, \quad (6.7)$$

де F_2 – площа, обмежена внутрішнім і зовнішнім контурами газо-, газонафто-, нафтогазо(нафто)носності, m^2 ; $h_{\text{еф}}/2$ – беруть $1/2$ ефективної товщини у зв'язку з тим, що в міжконтактній зоні ефективна нафтогазонасичена товщина змінюється від 0 на контурі нафтогазонасиченості до значення, яке встановилось у свердловині.

Середні значення ефективної газо-, нафто-, газонафтонасиченої товщини в межах відповідної площі визначають за формулою

$$h_{\text{ср.зв}} = \left(\sum_{i=1}^n h_{\text{еф.}i} f_i \right) / \left(\sum_{i=1}^n f_i \right). \quad (6.8)$$

Коефіцієнти відкритої пористості $k_{\text{п.в}}$ і нафтогазонасиченості $k_{\text{н}}$ ($k_{\text{Г}}$) визначають за даними ядра або ГДС пробуреної свердловини. У разі розрахунку за ядром беруть середньоарифметичне зі всіх значень, що спостерігались у проникних інтервалах пласта, за ГДС – середньозважене за ефективною нафто(газо)насиченою товщиною і пористістю.

Якщо в межах покладу пробурено три і більше свердловин, коефіцієнт відкритої пористості та нафтогазонасиченості для більшої достовірності можна визначати як середньозважене значення за товщиною з побудовою карт відповідних ізоліній і т.д.

Перерахунковий коефіцієнт θ і густину нафти $\rho_{\text{н}}$ в поверхневих умовах для підрахунку запасів нафти приймають за даними аналізу пластових проб (одноразове розгазування) для запасів класів 111+221, 121+221, 122+222, для запасів нижчого класу – за аналогією із сусідніми покладами.

Початковий пластовий тиск P_0 і пластову температуру $t_{\text{пл}}$ під час підрахунку запасів газового покладу визначають за даними замірів у свердловині.

Початковий пластовий тиск покладу з урахуванням глибини H центра його тяжіння (середини покладу) обчислюють за формулою

$$P_{\text{п}} = P_3 - \gamma_{\text{пл.ум}} h_{\text{п}} \cdot 9,81,$$

де $P_{\text{п}}$ – тиск на глибині середини покладу, МПа; P_3 – тиск, заміряний на відповідній глибині покладу, МПа; $\gamma_{\text{пл.ум}}$ – густина газу (флюїду) в пластових умовах, kg/m^3 ; $h_{\text{п}}$ – висота стовпа газу від глибини заміру до середини покладу, м; $h_{\text{п}} = H_3 - H_{\text{п}}$; H_3 , $H_{\text{п}}$ – абсолютні відмітки відповідно в точках заміру та середини покладу, м.

Через різницю густини газової і водяної частин покладу фіксується надлишковий пластовий тиск. Якщо тиск виміряно лише в газовій частині покладу, можна визначити ГВК, скориставшись лінією гідростатичного тиску, взявши до уваги густину флюїду за пластових умов. Точка перетину лінії розподілу тисків у газовій частині покладу і лінії гідростатичного тиску відповідатиме відмітці ГВК.

Густину газу у пластових умовах визначають за формулою

$$\gamma_{\text{пл.ум}} = \frac{\gamma_{\text{г}} P_{\text{пл}} \cdot 283,58}{Z T_{\text{пл}}},$$

де $\gamma_{\text{пл.ум}}$ – густина газу за пластових умов, кг/м^3 ; $\gamma_{\text{г}}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м^3 ; $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, МПа; $T_{\text{пл}}$ – пластова температура, К; Z – поправка на стиснення газу, частка одиниці.

У продуктивних пластах, де пластові тиски з різних причин не заміряні або заміряні неякісно, розрахунки ведуть із використанням лінії розрахункового гідростатичного тиску $P_{\text{г}}$ (МПа), характерного для даного родовища (площі), який визначають за результатами замірів пластового тиску у водоносній частині розрізу або обчислюють за рівнянням

$$P_{\text{г}} = \rho g H,$$

де ρ – густина пластової води в межах родовища (площі), що є об'єктом дослідження, кг/м^3 ; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; H – глибина, м.

Лінію розрахункового гідростатичного тиску використовують для визначення пластового тиску на глибині газорідинного контакту, оскільки в зоні контакту тиски газової і рідинної частин тотожні.

Для підрахунку запасів беруть значення пластових тисків, зняті з епюри на абсолютних відмітках, що відповідають $1/2$ висоти для пластових покладів та $1/3$ – для масивних і масивно-пластових.

Пластову температуру визначають за результатами замірів геотермічного градієнта у свердловинах шляхом зняття значення температури з термограми (або усередненого термоградієнта) на абсолютній відмітці, що відповідає середині висоти покладу.

Графічний метод встановлення залежностей (епюра) пластового тиску і температури від глибини залягання крім статистичного ряду значень цих показників ураховує властивості пластових флюїдів та деякі результати випробування свердловин. За графічною залежністю здійснюються певні припущення щодо динаміки флюїдів у межах покладів. Епюра тисків і температури має вигляд графіка (рис. 6.10), на осі абсцис якого відкладають значення пластових (чи інших) тисків і температур, на вісь ординат, спрямовану вниз наносять відмітки від поверхні до водяної частини покладу.

Для побудови епюри потрібно мати не менш як два заміри в кожній частині покладу (газовій, нафтовій і водяній). За кутом нахилу відрізків початкових пластових тисків наближено оцінюється густина пластових флюїдів, а за геотермограмою – геотермічний ступінь. Якщо густина відома, епюру можна побудувати за результатом заміру навіть в одній точці. При цьому в газовій частині стовбура свердловини або покладу її можна визначити за барометричною формулою. На продовженні відрізків до перетину з поверхнею землі точки перетину відповідають тискам води, нафти або газу на гирлі свердловини. На епюрі тисків, що побудована за справжніми значеннями густини пластових флюїдів (води, нафти, газу), за

статичним рівнем води або нафти, тисками на гирлі свердловин і відміткою покрівлі покладу можна спрогнозувати положення ГНК і ВНК.

Поправку на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури визначають за формулою

$$f = \frac{T + t_{ст}}{T + t_{пл}},$$

де T – абсолютна температура (273 К); $t_{ст}$ – стандартна температура (20 °С); $t_{пл}$ – пластова температура, °С.

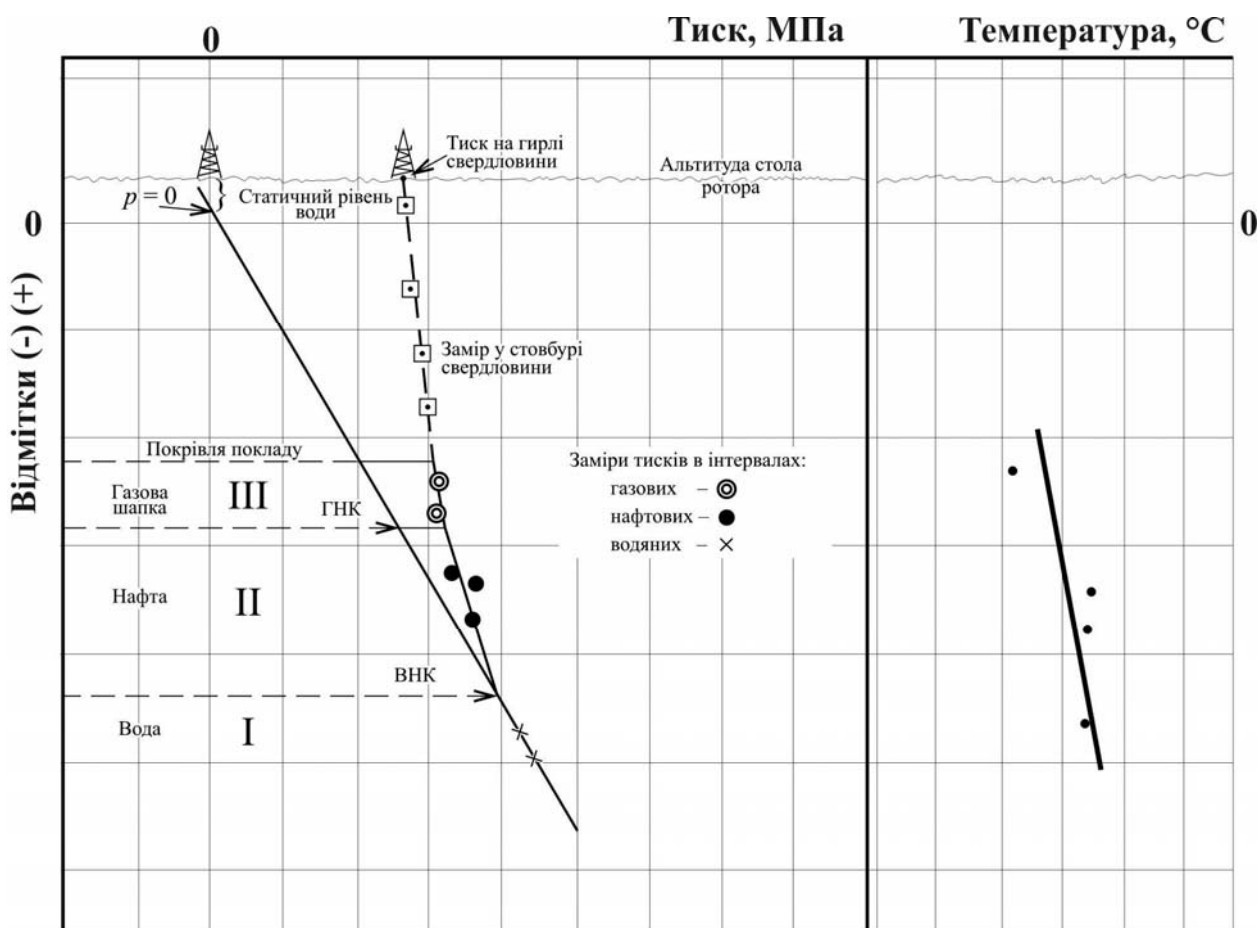


Рис. 6.10. Приклад типової епюри тисків і температур покладу нафти з газовою шапкою

Коефіцієнт стисливості Z розраховують за складом пластового газу, визначеним за пробою, відібраною в гирлі свердловини для запасів класів 111+221, 121+221, 122+222, або прийнятим за аналогією із сусіднім покладом для запасів нижчого класу.

Для визначення Z використовують дані аналізів проб пластового газу. Результати аналізу проб газу, відібраних у поверхневих умовах, придатні лише, якщо газ «сухий», тобто не містить або містить мінімальну кількість (до 5 %) важких фракцій. Якщо ж газ «жирний», а проби пластового газу не відбирали, як виняток використовують дані щодо

покладу-аналога сусіднього родовища, при цьому клас запасів не може бути вищим за 121+221. У подальшому для обґрунтування підрахункових параметрів обов'язково вивчають пластову газоконденсатну систему.

Отже, загальні геологічні запаси вільного газу виявленого покладу пластового типу підраховують за формулою

$$V_{\Gamma 0} = \sum_{\substack{\text{Газова} \\ \text{Газоводяна}}} F h_{\Gamma, \text{еф}} k_{\text{п.в.св}} k_{\Gamma, \text{св}} K_p K_t.$$

На практиці для підрахунку початкових загальних геологічних запасів вільного газу здебільшого використовують аналогічну за змістом формулу:

$$V_{\Gamma} = F h_{\text{еф}} k_{\text{п}} k_{\Gamma} (P_0 \alpha_0 - P_{\text{зал}} \alpha_{\text{зал}}) f, \quad (6.9)$$

де V_{Γ} – початкові запаси газу, приведені до стандартних умов, млн м³; F – площа газонасиченості, тис. м²; $h_{\text{еф}}$ – ефективна газонасичена товщина пласта, м; $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці; k_{Γ} – коефіцієнт газонасичення, частка одиниці; $P_0, P_{\text{зал}}$ – початковий і залишковий пластові тиски в покладі ($P_{\text{зал}} = 0,1$ МПа), МПа; $\alpha_0, \alpha_{\text{зал}}$ – поправки на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта для P_0 і $P_{\text{зал}}$, частки одиниці; f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури, частка одиниці.

При підрахунку запасів газу також необхідно враховувати коефіцієнт переведення тиску з МПа у фізичні атмосфери, який дорівнює 9,8692 (1 атм=0,101325 МПа, звідки 1 МПа=9,8692 атм).

Видобувні (балансові) запаси газу ($V_{\text{в}}$) визначаються за формулою

$$V_{\text{в}} = V_{\text{с.г}} \eta_{\Gamma},$$

де $V_{\text{с.г}}$ – запаси «сухого» газу, млн м³; η_{Γ} – коефіцієнт вилучення газу, частка одиниці.

$$V_{\text{с.г}} = V_{\Gamma} \frac{100 - M_{\text{C}_{5+\text{в}}}}{100},$$

де V_{Γ} – початкові геологічні запаси газу, млн м³; $\frac{100 - M_{\text{C}_{5+\text{в}}}}{100}$ – мольна частка «сухого» газу, частка одиниці; $M_{\text{C}_{5+\text{в}}}$ – мольний процент пентанів та вищекиплячих вуглеводнів у пластовому газі, %.

Початкові загальні геологічні запаси газового конденсату ($Q_{\text{к}}$) підраховують за формулою

$$Q_{\text{к}} = V_{\text{с.г}} q,$$

де q – початковий вміст конденсату у газі, т/млн м³.

Видобувні (балансові) запаси газового конденсату ($Q_{\text{к.в}}$) визначають за формулою

$$Q_{\text{к.в}} = Q_{\text{к}} \eta_{\text{к}},$$

де $\eta_{\text{к}}$ – коефіцієнт вилучення конденсату, частка одиниці.

Підрахунок початкових загальних геологічних запасів нафти (Q_H) об'ємним методом базується на визначенні кількості нафти, що знаходиться в нафтонасиченому пустотному просторі покладу, і приведенні цієї кількості запасів до стандартних умов (тиск 0,1 МПа, температура 20 °С):

$$Q_H = F h_{\text{еф}} k_{\text{п}} k_{\text{н}} \theta \rho, \quad (7.10)$$

де F – площа зони нафтоносності, м^2 ; $h_{\text{еф}}$ – ефективна нафтонасичена товщина пласта, м ; $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці; $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт нафтонасиченості колектора, частка одиниці; θ – перерахунковий коефіцієнт, який враховує осідання нафти, частка одиниці; ρ – густина нафти за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Видобувні (балансові) запаси нафти (Q_B) визначають за залежністю

$$Q_B = Q_H \eta_n,$$

де η_n – коефіцієнт вилучення нафти, частка одиниці.

Загальні геологічні запаси (V_p^3) і видобувні запаси (V_p^B) розчиненого в нафті газу обчислюють за формулами

$$V_p^3 = Q \eta_0;$$

$$V_p^B = V_p^3 \eta_g,$$

де η_0 – газовміст (початковий об'єм газу, розчиненого в нафті), $\text{м}^3/\text{т}$; η_g – коефіцієнт вилучення газу, частка одиниці.

Масивні поклади. На відміну від пластових, у масивних покладах положення ГВК і ВНК можна встановити вже в першій свердловині випробуванням, гідродинамічними приладами на кабелі або геофізичними методами. Тим самим значно полегшується визначення площі покладів з урахуванням структурної карти за відбиваючим сейсмічним (маркуючим) горизонтом.

Основними геофізичними методами визначення ВНК є ННК, НГК та АК, а ГВК – перші два. Проте за літологічної неоднорідності продуктивних пластів, наявності перехідних зон, низької пористості порід, високих пластових тисків, низької мінералізації пластових вод достовірність виділення контактів методами ГДС є не достатньо надійною. Тому пріоритет у визначенні відміток ВНК (ГВК) віддають випробуванню.

З цією метою використовують також гідродинамічні методи вивчення колекторів за допомогою приладів на кабелі АПТ-7-10 та його аналога ГДК-1, а також випробувача пластів на кабелі (ВПК). Перші два прилади дають змогу викликати приплив і вимірювати тиск на ізольованій від промислової рідини ділянці стінки свердловин. Принцип їх дії полягає у фіксації різниці газового фактору у пробах води і нафти (газу), що відбираються. При переході через контакти газовий фактор змінюється навіть за наявності зони проникнення; цей перехід супроводжується різким підвищенням тиску (рис. 6.11, 6.12). За допомогою зазначених приладів

встановлюють не тільки відмітки контактів, а й наявність і товщину продуктивних пластів, їх фільтраційні характеристики. Слід зауважити, що визначення контакту цими приладами можливе у свердловинах, пробурених у міжконтактній зоні.

Випробування пласта на кабелі приладом ВПК дає змогу відбити контакти за зміною вмісту метану в газі відібраної проби. Водоносні інтервали розрізу містять понад 90 % CH_4 , тоді як нафтонасичений – дещо менше.

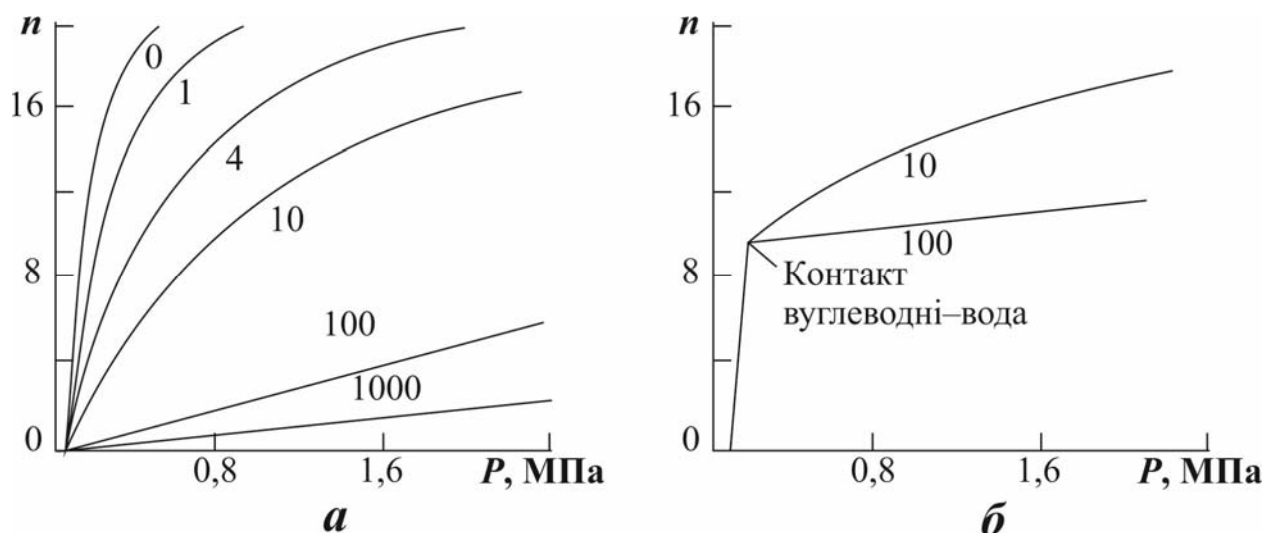
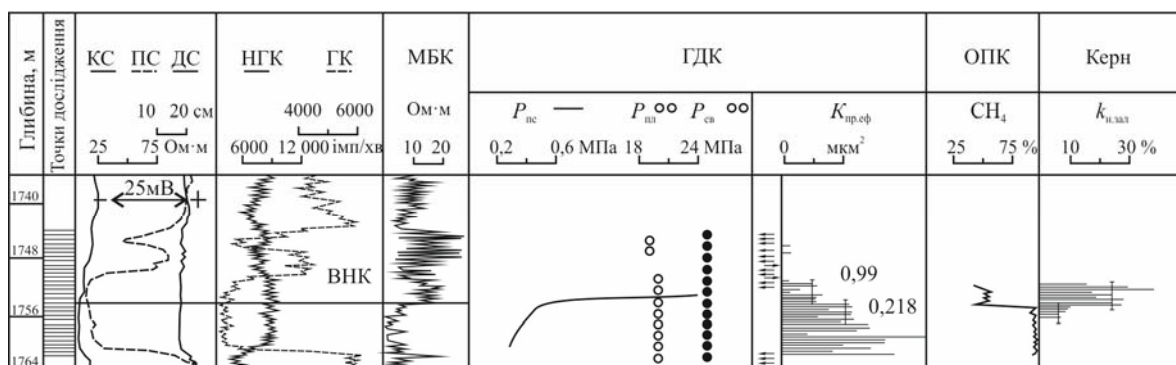


Рис. 6.11. Характер зміни тиску в пробовідбірнику АПТ за відбору в нього проб із різним газовим фактором (а) й переходу через контакт вуглеводні-вода (б) (за А.Б. Бубєєвим, А.І. Фіоновим, П.А. Броцьким)

(n – порядковий номер точки дослідження; шифр кривих – газовий фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$)



— 1 — 2

Рис. 6.12. Приклад виділення ВНК за зміною тиску в пробовідбірнику (за А.Б. Бубєєвим, А.І. Фіоновим, П.А. Броцьким):

$K_{\text{пр.еф}}$ – ефективна проникність; $K_{\text{н.зал}}$ – залишкова нафтонасиченість; 1 – немає припливу; 2 – порушення герметичності

Об'єми колекторів масивних покладів розраховують тільки за картами ізопакіт нафтогазонасичених товщин горизонту, в побудові яких передуює складання профілю товщин (рис. 6.13).

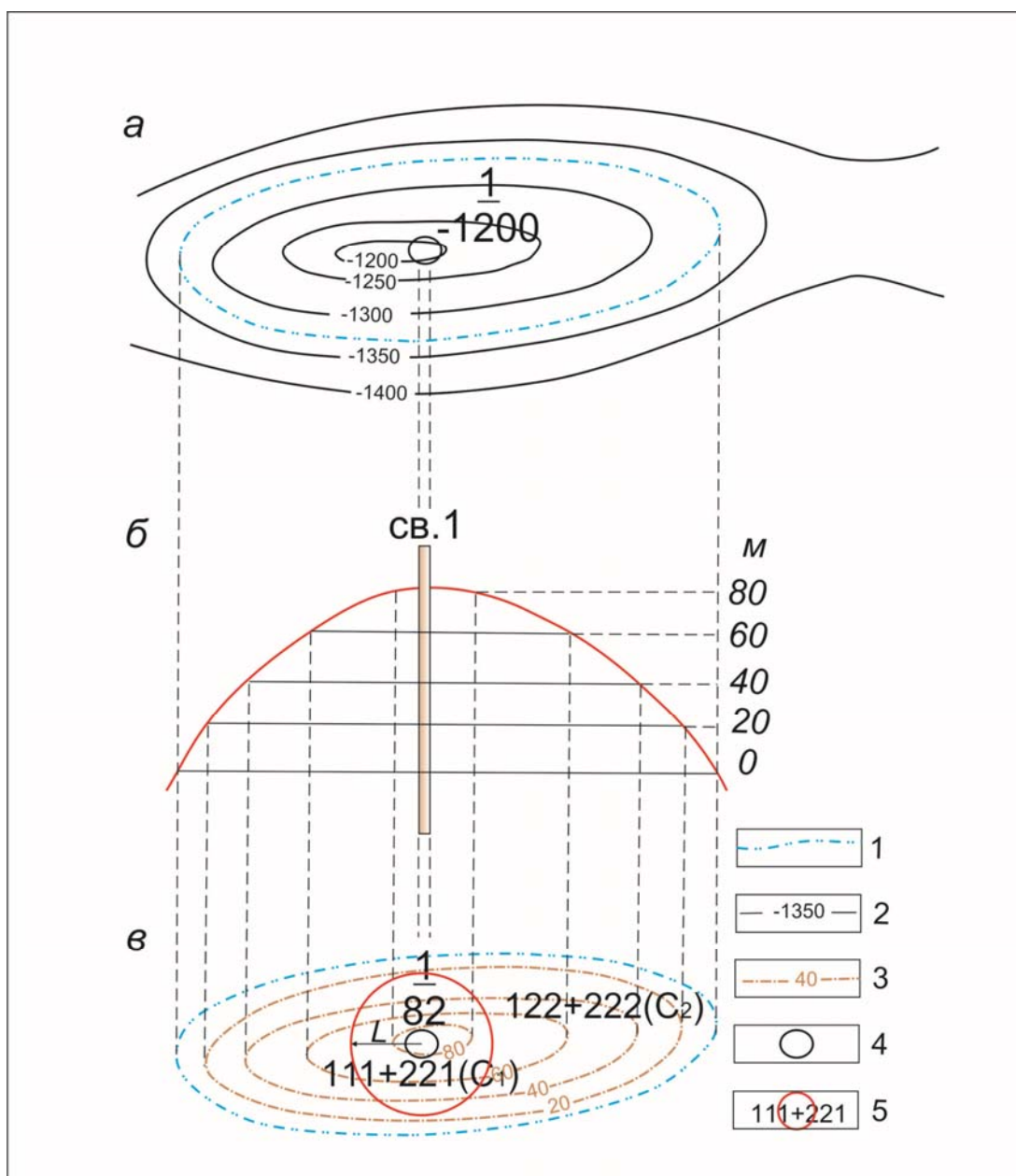


Рис. 6.13. Побудова карти ефективних нафтогазонасичених товщин $h_{н.г.эф}$ масивного покладу за даними однієї свердловини:

a – структурна карта; $б$ – профіль зміни $h_{н.г.эф}$; $в$ – карта в ізолініях $h_{н.г.эф}$, м; 1 – контур нафтогазоносності; 2 – ізогіпси відбиваючого сейсмічного горизонту, м; 3 – ізолінії $h_{н.г.эф}$, м; 4 – свердловина; 5 – границі площі із запасами класів 111+221(C_1); цифри у свердловині над рискою – номер свердловини, під рискою – абсолютна відмітка відбиваючого сейсмічного горизонту, м (a); цифри у свердловині над рискою – номер свердловини, під рискою – ефективна нафтогазонасичена товщина $h_{н.г.эф}$, м ($в$); L – крок майбутньої експлуатаційної сітки свердловин

Об'єм колекторів загалом визначають за формулою

$$V_{\substack{111+221 \\ 122+222}} = (h_{\text{н.еф}(n+1)} + h_{\text{н.еф.св}}) f_{(n+1)} / 2 + \sum [(h_{\text{н.еф}(i-1)} + h_{\text{н.еф.і}}) f_i / 2]. \quad (6.11)$$

Середнє значення нафто(газо)насиченої товщини обчислюють як середньозважене за площею. Спосіб розрахунку середніх значень решти параметрів аналогічний розрахунку пластових покладів.

Отже запаси відкритих покладів масивного типу визначають за формулами

для нафти:

$$Q_{\text{н.0}} = \sum_{\substack{111+221 \\ 122+222}} k_{\text{п.в.св}} k_{\text{н.св}} \theta_{\text{св}} \rho_{\text{св}} \iint_F h_{\text{н.еф}}(x, y) dx dy; \quad (6.12)$$

для вільного газу:

$$Q_{\text{г.0}} = \sum_{\substack{111+221 \\ 122+222}} k_{\text{п.в.св}} k_{\text{г.св}} K_{\text{р.св}} K_{\text{т.св}} \iint_F h_{\text{г.еф}}(x, y) dx dy. \quad (6.13)$$

Особливості підрахунку запасів літологічно й стратиграфічно обмежених і тектонічно екранованих покладів

Літологічна обмеженість покладів може бути обумовлена виклинюванням пласта по підняттю прошарків, літологічно-фаціальним заміщенням пласта, наявністю слабопроникних порід. На пошуковій стадії ГРП виклинювання пласта можна встановити тільки тоді, коли на покладі до першої продуктивної свердловини було пробурено одну або кілька непродуктивних свердловин.

Пласт, який вміщує поклад, у зоні виклинювання зникає повністю. При цьому межа виклинювання проводиться через середину відстані між продуктивною й непродуктивною свердловинами. На карті ізопакіт товщину пласта на цій межі беруть такою, що дорівнює 0, а інтерполяція від неї до продуктивної свердловини проводиться лінійно (рис. 6.14, а).

У разі літолого-фаціального заміщення в непродуктивних свердловинах пласт представлений слабопроникними породами. Геометризація пластів із літолого-фаціальним заміщенням є однією з найскладніших проблем. Складність пов'язана з тим, що подібне заміщення може виявлятися в різних формах. В одних випадках воно може відбуватись у пластах, загальна товщина яких за площею незмінна (рис. 6.15, а). В інших випадках виклинювання за потужністю пласта супроводжується заміщенням непроникними породами, яке настає значно раніше, ніж відбувається виклинювання пласта за потужністю. При цьому процес заміщення може бути поступовим за товщиною, а зміна товщини колектора подібною до виклинювання (див. рис. 6.15, б). За різкого літологічного заміщення високопродуктивні породи на досить короткій відстані, яка обчислюється кількома метрами, можуть змінюватись непроникними (див. рис. 6.15, в).

За поступового літологічного заміщення високопродуктивні пласти змінюються низькопродуктивними, а ті, в свою чергу, непроникними.

Природно, ці переходи можливі у пластах і прошарках як з незмінною (див. рис. 6.15, з), так і перемінною (див. рис. 6.15, д) товщиною.

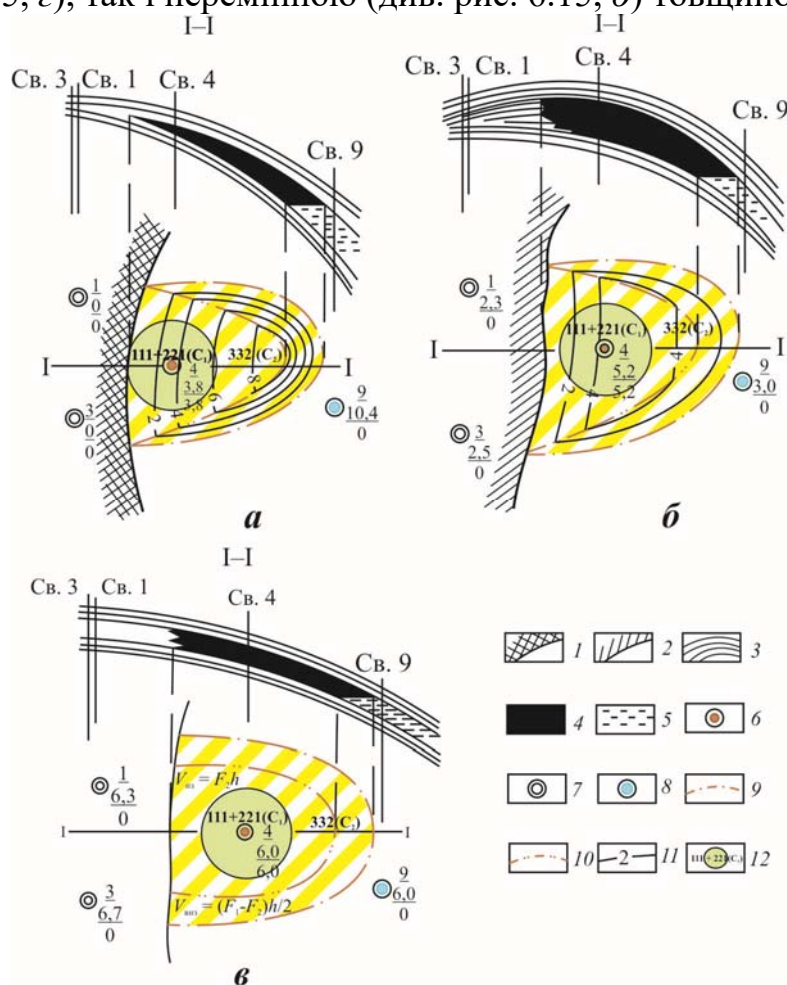


Рис. 6.14. Схеми визначення об'ємів колекторів літологічно обмежених покладів:

a–в – пласти, що виклинюються: зі зменшенням товщини (*a*), з літолого-фаціальним зміщенням (*б*), з витриманою загальною товщиною і літолого-фаціальним заміщенням пласта (*в*); *1* – виклинювання пласта; *2* – літолого-фаціальне зміщення пласта; *3* – слабопроникні породи; *4* – нафта; *5* – вода; *6–8* – свердловини: продуктивні (*б*), без припливу (*7*), які дали воду (*8*); *9, 10* – відповідно зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; *11* – ізолінії $h_{нг.эф}$, м; *12* – межі площі із запасами класів 111+221 (C₁); цифри у свердловинах: верхня – номер свердловини, середня – загальна товщина пласта, нижня – ефективна нафтонасичена товщина колекторів

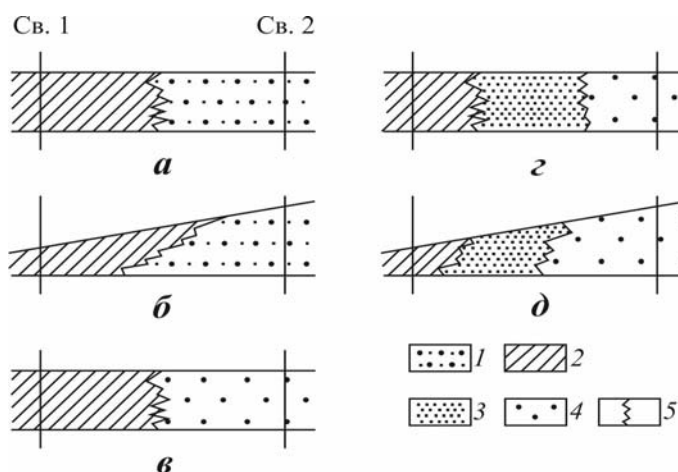


Рис. 6.15. Ймовірні схеми літолого-фаціального заміщення колекторів слабопроникними породами:

1 – колектор; 2 – неколектор; 3 – низькопродуктивний колектор; 4 – високопродуктивний колектор; 5 – лінія заміщення

У кожному нафтогазоносному районі накопичено достатній обсяг геолого-геофізичної інформації, що дає змогу виявити основні закономірності в характері літолого-фаціального заміщення пластів, які містять поклади нафти і газу, на основі яких обирають ту чи іншу модель. На стадії пошуків для геометризації покладів придатні тільки моделі, наведені на рис. 6.14, а, б. В обох випадках межу заміщення проводять посередині відстані між продуктивною й непродуктивною свердловинами.

Коли ж загальна товщина пласта в продуктивній свердловині істотно (не менш як удвічі) перевищує його товщину в непродуктивних свердловинах, об'єм колекторів обчислюють за формулою (6.11) на основі карти ізопакіт ефективних нафтогазонасичених товщин пласта (див. рис. 6.14, б). На межі поширення колекторів ефективну товщину пласта також беруть такою, що дорівнює нулю. Інтерполяція ізопакіт між продуктивною свердловиною і свердловиною, у якій відсутній колектор – лінійна. Запаси нафти і вільного газу в обох випадках підраховують відповідно за формулами (6.12, 6.13), об'єми колекторів для кожного класу запасів за незмінної товщини пласта (див. рис. 6.14, в) – за формулами (6.6–6.8), запаси – за формулами (6.9, 6.11).

Межі стратиграфічно обмежених покладів визначають за даними сейсмічних досліджень з урахуванням закономірностей поширення покладів подібних типів у досліджуваному районі, а також за даними пробурених свердловин, останні з яких виявились продуктивними. Зазвичай поклади цього типу пов'язані з пластами, які залягають біля виступів давнього рельєфу або які були розмиті й перекриті більш молодими відкладами (рис. 6.16).

Положення ВНК і ГВК у стратиграфічно обмежених покладах визначають так само, як і у пластових.

Об'єми нафтогазонасичених колекторів розраховують аналогічно розрахунку об'ємів пластових покладів. Проте на відміну від них у покладах розглянутих типів на основі загальної закономірності виділяють зону поступового виклинювання, що геометрично відображена і подібна до нафтових або газоводяних частин пластових покладів (див. рис. 6.16). В ньому товщину пласта також беруть такою, що дорівнює половині його товщини у продуктивній свердловині. Об'єм колекторів у межах площі із запасами класів 111+221 (C_1) визначають за формулою

$$V_{111+221} = F_{111+221} h_{\text{эф}},$$

а в межах площі із запасами класів 122+222 (C_2) – за виразом

$$V_{122+222} = (F_1 + F_2 - F_3 - F_4 - 2F_{111+221}) h_{\text{н.эф}} / 2,$$

де F_1, F_2 – площі, обмежені відповідно зовнішнім і внутрішнім контурами нафтоносності; F_3 – площа зони поступового виклинювання колектора; F_4 – площа зони відсутності колектора.

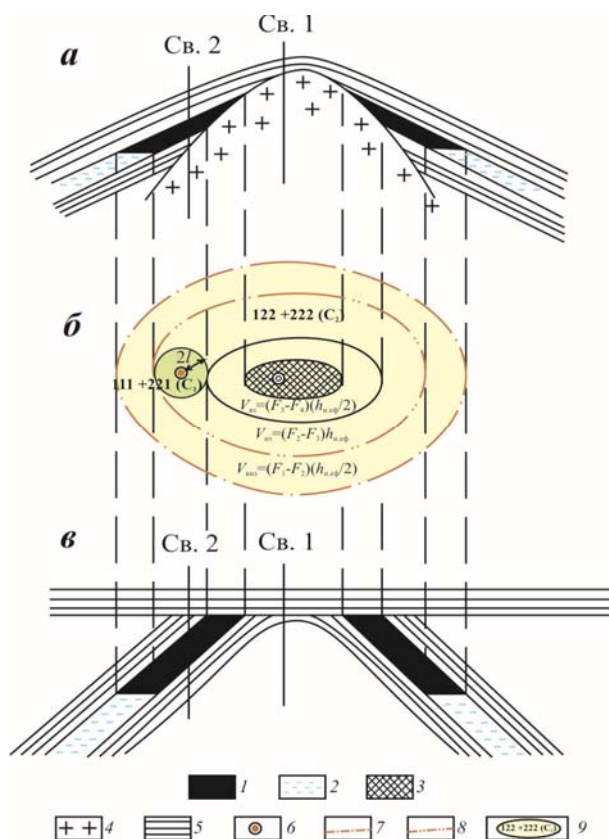


Рис. 6.16. Схема визначення об'єму колекторів стратиграфічно обмежених покладів за даними однієї свердловини:

a – профіль покладу, що знаходиться біля виступу давнього ерозійного рельєфу; *б* – поклад у плані; *в* – профіль покладу, продуктивний пласт, розмитий і перекритий більш молодими відкладами; 1 – нафта; 2 – вода; 3 – зона відсутності колекторів; 4 – кора вивітрювання; 5 – слабопроникні породи; 6 – свердловини; 7, 8 – відповідно зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; 9 – межі площі із запасами класів 111+221(C_1); об'єми нафтонасичених колекторів у зонах поступового виклинювання

колекторів ($V_{в.з}$), нафтові ($V_{н.з}$), водонафтові ($V_{вн.з}$); l – крок майбутньої експлуатаційної сітки свердловин

Решту підрахункових параметрів обґрунтовують за загальною схемою для пластових покладів. Запаси нафти і вільного газу підраховують за формулами (6.9, 6.10). За цими ж формулами підраховують і запаси тектонічно екранованих покладів. Особливість підрахунку об'ємів колекторів у покладах цього типу полягає в геометризації прирозломної зони. За вертикальної площини порушення на пластових покладах ефективну нафтогазонасичену товщину пласта в зоні порушення враховують повністю, за похилої – беруть тільки її половину (рис. 6.17).

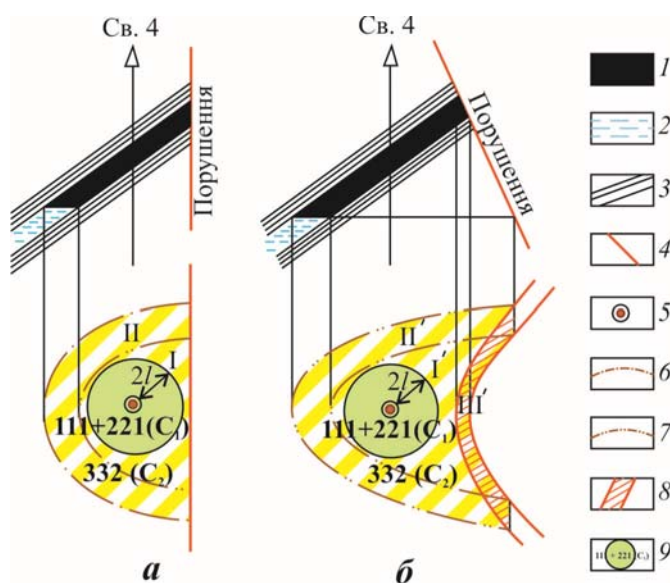


Рис. 6.17. Схема визначення об'єму колекторів тектонічно екранованих покладів за вертикальної (а) і похилої (б) площин порушення:

1 – нафта; 2 – вода; 3 – слабопроникні породи, що підстилають і перекривають пласт; 4 – лінія порушення; 5 – свердловина; 6, 7 – відповідно зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; 8 – площа нафтоносності в зоні порушення; 9 – межі площі із запасами класів 111+221 (C_1); об'єми нафтонасичених колекторів у зонах I – $V_{н.з} = F_2 h_{н.еф}$; II – $V_{вн.з} = (F_1 - F_2) h_{н.еф} / 2$; I' – $V_{н.з} = F_2 h_{н.еф}$; II' – $V_{вн.з} = (F_1 - F_2) h_{н.еф} / 2$; III' – $V_{з.п} = F_3 h_{н.еф} / 2$, $V_{з.п}$ – зона порушення

6.5.2. Стадія розвідки родовищ (покладів)

Одним із основних завдань, що вирішуються на цій стадії, є встановлення промислової цінності відкритого родовища. Природно, що підрахунок має визначити достовірний обсяг запасів розвіданих покладів. Це передбачено вимогами до детальності виділення підрахункових об'єктів при геометризації покладів та обґрунтуванні параметрів підрахунку. Слід зауважити, що в разі рідкої сітки розвідувальних свердловин можливості деталізації обмежені, тому поклади в розрізі

диференціюються слабо. Винятком можуть бути крупні й унікальні масивні поклади, якщо в їх розрізі простежуються пачки порід із різко змінними колекторськими властивостями.

Поклади будь-якого типу пов'язані з пластами, які зазнали першої диференціації за площею. Запаси нафтових (НЗ), газових (ГЗ), водонафтових (ВНЗ) і газоводяних (ГВЗ) зон підраховують окремо.

Для обґрунтування положення НГВП і контактів флюїдів: УГВК, УВНК, ГВК, ГНК, ВНК, а також проведення меж покладів складають схему випробування свердловин (пластів). На схемі наводять усі відомості про результати випробування, дані вимірювань гідродинамічними приладами, результати інтерпретації ГДС (фактичні глибини й абсолютні відмітки), інтервали випробування випробувачами пластів на трубах (фактичні глибини й абсолютні відмітки), інтервали перфорації (фактичні глибини й абсолютні відмітки), індекси горизонтів, встановлення цементних мостів (фактичні глибини й абсолютні відмітки) (рис. 6.18).

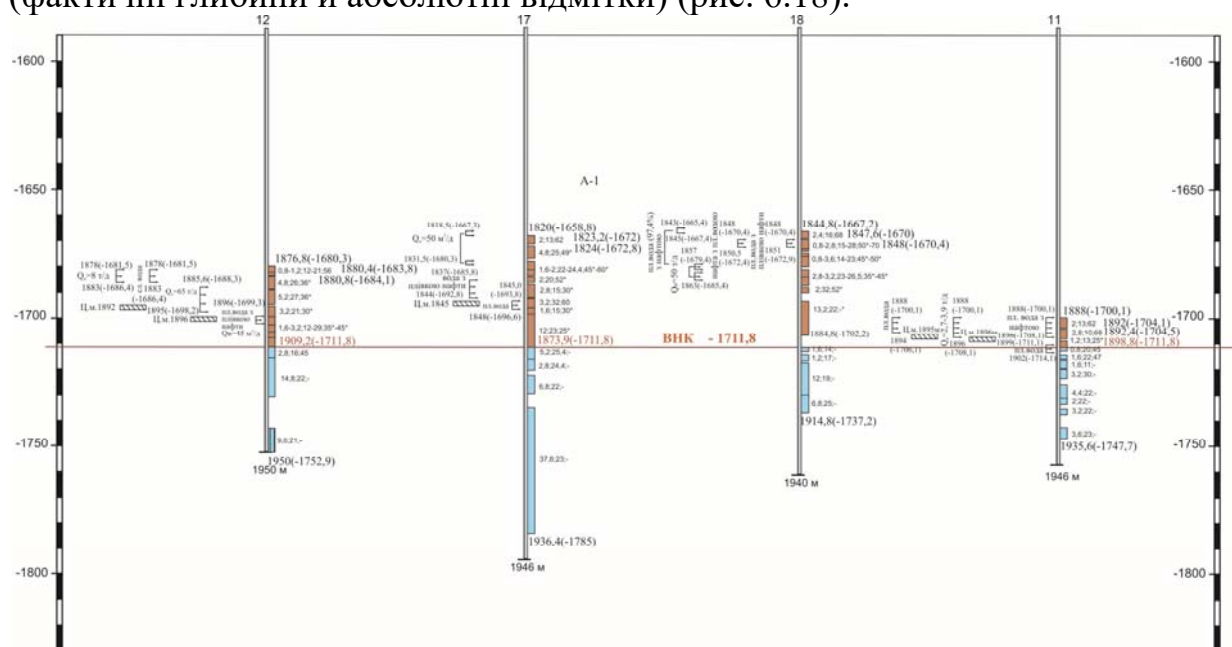


Рис. 6.18. Схема випробування для визначення абсолютної відмітки ВНК покладу.

Коричневим кольором забарвлено нафтонасичений, білим – непроникний, голубим – водонасичений інтервали (Q_n – дебїт нафти, т/добу; Q_v – дебїт води, м³/добу)

У пластах із добрими колекторськими властивостями поклади, які сформувалися тут, характеризуються різкою межею між нафтою (газом) і водою.

У покладах, що формуються, між зонами стабілізованого або максимально можливого нафтогазонасичення і водонасичення розміщується перехідна зона (рис. 6.19). У розрізі перехідної зони умовно виділяють три інтервали, які відрізняються за ступенем насичення колекторів нафтою чи газом і, відповідно, за об'ємом отриманої з них продукції у свердловинах. Під час випробування верхнього інтервалу

розрізу, який межує із зоною стабільного насичення, отримують безводні припливи нафти і газу; із середнього – припливи нафти і газу з водою, причому чим ближче свердловина до водонасиченої зони, тим більше води в продукції; з нижнього інтервалу, нафтогазонасиченість якого менша за критичну – лише воду. ВНК у перехідних зонах відбивають за значеннями $\rho_{п.кр}$ чи $k_{н.кр}$, встановленими випробуванням свердловин або за допомогою гідродинамічних приладів на кабелі.

Контакт нафта–вода, як правило, рідко буває рівним. Зазвичай, він утворює нерівну горизонтальну або нахилену поверхню. Для визначення контурів покладу проводять умовну площину так, щоб вона була середньою відносно встановлених контактів в окремих свердловинах. Ефективну нафто(газо)насичену товщину в кожній свердловині враховують в усіх продуктивних інтервалах незалежно від прийнятого середнього рівня ВНК. Поверхня контакту газ–вода значно ближча до площини, хоча можливі й випадки відхилення від неї.

Встановлені у такий спосіб абсолютні відмітки контактів переносять спочатку на профілі, а з них – на карти покрівлі й підшви колекторів пластових покладів.

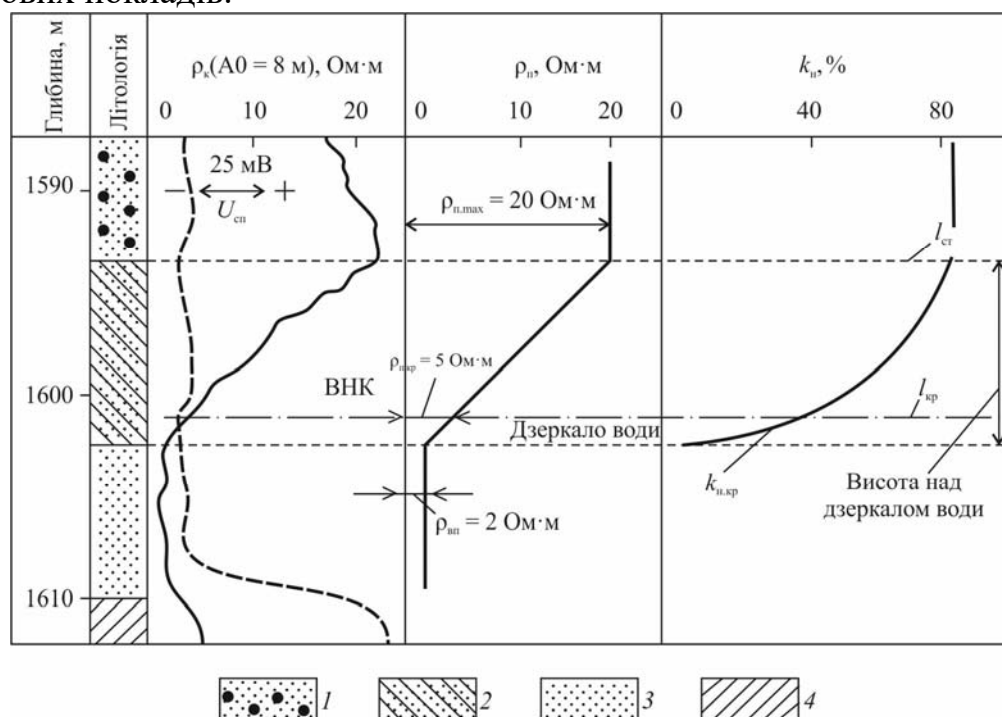


Рис. 6.19. Приклад виділення перехідної зони у пласті-колекторі міжзернового типу (за Б.Ю. Вендельштейном):

1 – зона граничного або стабілізованого насичення нафти газом; 2 – перехідна зона; 3, 4 – відповідно водонасичені і непроникні породи; висота: $l_{кр}$ – висота водонафтового контакту над дзеркалом води, $l_{ст}$ – висота зони стабілізації над дзеркалом води

За горизонтального ВНК зовнішній і внутрішній контури нафтогазонасиченості проводять паралельно ізогісам відповідно покрівлі

й підосви пласта на гіпсометричному рівні, що відповідає абсолютній відмітці контакту, з урахуванням засічок, перенесених з профілю. У масивному покладі на карту покрівлі пласта наносять тільки зовнішній контур.

У випадку похилого контакту попередньо складають карту його поверхні, яку суміщають з картами покрівлі й підосви колекторів пластових покладів або з картою покрівлі колекторів масивного покладу (рис. 7.20).

Через точки з однаковими відмітками на кожній парі обох суміщених карт проводять зовнішній і внутрішній контури нафтогазоносності. Після цього для пластових покладів внутрішній контур переносять на карту покрівлі колекторів продуктивного пласта.

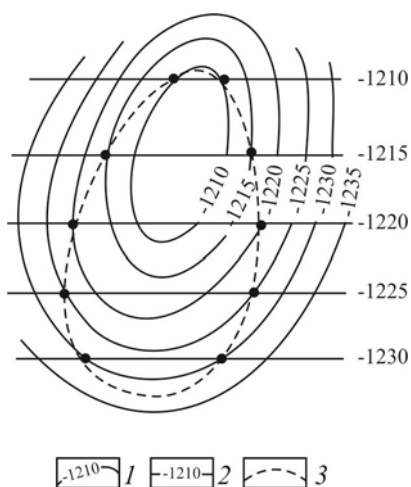


Рис. 6.20. Принцип побудови лінії перетину двох поверхонь топографічного порядку для проведення контурів нафтогазоносності покладів з похилою поверхнею або контурів частини пласта, зрізаної стратиграфічним неузгодженням:

1, 2 – ізогіпси поверхні (м) відповідно пласта і похилого ВНК або стратиграфічного неузгодження; 3 – контур нафтоносності або межа зрізаної частини пласта

Площа покладів визначається зовнішнім контуром нафтогазоносності, межами виклинювання пластів, літолого-фаціального заміщення колекторів та (або) тектонічними порушеннями. Основою для побудови структурної карти покрівлі пласта (горизонту) є структурна карта за відбиваючим маркуючим горизонтом, скоригована з відмітками покрівлі продуктивних відкладів, встановленими у пробурених свердловинах.

Межі виклинювання пластів колекторів та їх літолого-фаціального заміщення проводять так:

- на середині відстані між свердловинами, які розкрили колектор, та свердловинами, які не розкрили колектор;

- по кондиційному (граничному) значенню пористості, визначеному за картою пористості (ізопор) покладу;
- по свердловинах, в яких відсутній колектор.

Із цих методів найчастіше застосовують перший у зв'язку з обмеженістю вихідних даних. Однак обов'язковим, точним і правильним є другий метод за наявності достатньої кількості свердловин (побудова карт пористості). За третім методом визначають максимально можливу площу покладу.

Однією з основних особливостей підрахунку запасів, починаючи з даної стадії, є виділення і розрахунок майже усіх параметрів продуктивних пластів (крім площі) на основі кондиційних меж, визначених з урахуванням даних випробування.

Визначення кондиційних меж параметрів продуктивних пластів з урахуванням результатів випробування

Через низку причин, пов'язаних з якістю промивальної рідини, в'язкістю нафти тощо, виділення колекторів за прямою якісною ознакою не завжди є надійним. Пласти, визначені за геофізичними даними як колектори, в ході випробувань часто не дають припливів. Тому необхідно обґрунтовувати приналежність порід до колекторів, виходячи з кондиційних меж параметрів, тобто з кількісних критеріїв, які визначають межу колектор–неколектор.

Для встановлення кондиційних меж параметрів продуктивних пластів потрібно знати характер взаємодії порід-колекторів з флюїдами, які містяться в них. Отримання в процесі випробування свердловини припливу нафти (газу) при створенні мінімально можливої депресії слід вважати основною ознакою, яка характеризує породу як колектор. У породах з добрими колекторськими властивостями за решти однакових умов дебіти, як правило, вищі, ніж у породах із гіршими колекторськими властивостями. Погіршення колекторських властивостей може бути обумовлене літолого-фаціальною мінливістю порід-колекторів, у тому числі: збільшенням їх глинистості, зміною структури порового простору та ін. При встановленні кондиційних меж у продуктивних пластах порового типу в процесі випробування визначальними є параметри, які прямо чи опосередковано характеризують фільтраційні властивості інтервалу випробування.

Основним показником цих властивостей є проникність. Досі при визначенні проникності перевагу віддають керну, даних досліджень якого в кожному інтервалі випробування зазвичай недостатньо для того, щоб повною мірою схарактеризувати зону цього інтервалу. З цією метою використовують геофізичні методи, які дають змогу у межах всього

інтервалу досліджень визначити фізичні властивості колектора, обумовлені його фільтраційними характеристиками.

До таких методів насамперед належать електричні – стандартний каротаж (ПЗ, ГЗ, ПС), БКЗ, БК, МБК, ІК, МКЗ, радіоактивні (ГК, НГК, ННК, ІННК), акустичний (АК).

Чим вища глинистість, тим гірші фільтраційні властивості колектора. На діаграмах ПС колектори, які представлені пісковиками й алевролітами, характеризуються від'ємною аномалією $\Delta U_{\text{ПС}}$ з максимальною амплітудою відхилення від лінії глин. На значення $\Delta U_{\text{ПС}}$ істотно впливає кількість глинистого матеріалу та його розподіл. На практиці для характеристики пластів за даними методу ПС використовують відносний параметр $\alpha_{\text{ПС}}$, який обчислюють за формулою

$$\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / E_{s_{\text{max}}},$$

де $E_{s_{\text{max}}}$ – максимальне відхилення від лінії глин, яке відповідає найчистішим колекторам (рис. 6.21).

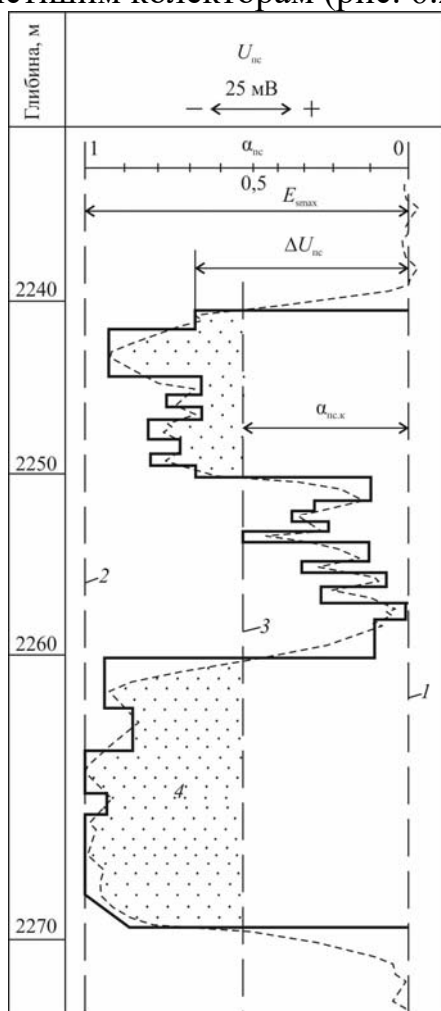


Рис. 6.21. Приклад виділення колекторів за кондиційним значенням $\alpha_{\text{ПС}}$ (за Б.Ю. Вендельштейном):

1 – рівень чистих глин ($\alpha_{\text{ПС}} = 0$); 2 – рівень найбільш проникних колекторів ($\alpha_{\text{ПС}} = 1$); 3 – рівень колекторів із кондиційним значенням $\alpha_{\text{ПС}}$; 4 – колектор

Природно, що $\alpha_{\text{пс}}$ тісно пов'язана з глинистістю $\eta_{\text{гл}}$ відкладів. Б.Ю. Вендельштейн і Н.В. Царьова запропонували визначати кондиційне значення $\alpha_{\text{пс.к}}$ на основі статистичного зв'язку між $\alpha_{\text{пс}}$ і питомою продуктивністю свердловин:

$$q_{\text{п}} = Q/(\Delta P h_{\text{н.еф}}),$$

де Q – дебіт свердловини, т/добу; ΔP – депресія на пласт, МПа; $h_{\text{н.еф}}$ – ефективна товщина інтервалу випробування, м.

Оскільки визначення кондицій полягає у встановленні границі колекторів, до статистичного аналізу належить включати дані з випробування низькопродуктивних інтервалів розрізу. Значення $\alpha_{\text{пс.к}}$ знаходять або графічно, або аналітично за залежністю $\alpha_{\text{пс}} = f(q_{\text{п}})$. При цьому лінію регресії продовжують до перетину з віссю ординат (рис. 6.22). Значення $\alpha_{\text{пс}}$ в цій точці за $q = 0$ відповідатиме значенню $\alpha_{\text{пс.к}}$.

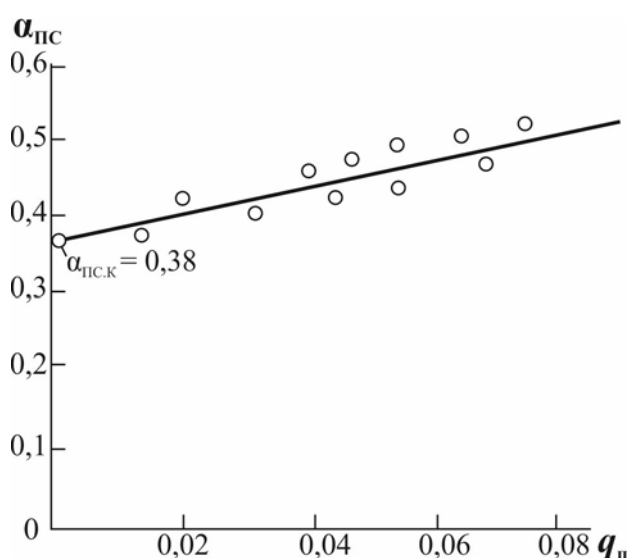


Рис. 6.22. Приклад знаходження мінімального кондиційного значення $\alpha_{\text{пс.к}}$ на основі кореляційного зв'язку $\alpha_{\text{пс}} = f(q_{\text{п}})$

За цією залежністю встановлюють вид зв'язку: прямолінійний чи криволінійний. Якщо коефіцієнт кореляції статистичного зв'язку дорівнює кореляційному відношенню, то $\alpha_{\text{пс.к}}$ визначають на основі прямолінійного зв'язку, якщо ж він менший за кореляційне відношення – на основі криволінійного зв'язку.

Величина $\alpha_{\text{пс.к}}$ залежить від типу теригенного колектора, його глинистості, в'язкості нафти і змінюється в межах 0,3–0,8. Чим вищі глинистість порід і в'язкість нафти, тим більше значення $\alpha_{\text{пс.к}}$. Для газових покладів воно значно менше і змінюється в інтервалі 0,2–0,35.

Можливість застосування $\alpha_{\text{пс.к}}$ для теригенного розрізу обмежена низкою чинників. Її не можна використовувати для характеристики розрізу в свердловинах, які бурять на солоному глинистому розчині й

нефільтрованому розчині на нафтовій основі, а також у свердловинах, обсаджених трубами. Якщо метод ПС для встановлення кондиційних меж непридатний, застосовують гамма-метод. Для цього визначають подвійний різницевий параметр ΔI_γ :

$$\Delta I_\gamma = (I_{\gamma x} - I_{\gamma \min}) / (I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}),$$

де $I_{\gamma x}, I_{\gamma \max}, I_{\gamma \min}$ – інтенсивності гамма-випромінювання, що реєструються в досліджуваному пласті й породах з мінімальною і максимальною для даного розрізу радіоактивністю; значення $I_{\gamma \min}$ відповідає чистим (неглинистим) породам, $I_{\gamma \max}$ – чистим глинам.

Кондиційне значення $\Delta I_{\gamma k}$ подібно до $\alpha_{\text{пс.к}}$ визначається на основі статистичного зв'язку ΔI_γ з $q_{\text{п}}$.

Використання значень $\alpha_{\text{пс}}$ і ΔI_γ , які враховують глинистість теригенних колекторів, для визначення кондиційних меж параметрів продуктивних пластів відіграло свою позитивну роль. В останні роки дослідження геофізиків були спрямовані на пошуки параметра, який би відображав фільтраційні властивості колектора, подібно до проникності. Необхідною вимогою до такого параметра була можливість його визначення за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Доволі успішними виявились розробки щодо вивчення неоднорідності колекторів і визначення відносного параметра ψ , який характеризує проникність колектора в інтервалі однорідного прошарку. Формулу для його розрахунку запропонував В.Н. Дахнов, який перетворив формулу Козені–Кармана і звів її до параметрів, які порівняно просто можна визначати за даними ГДС:

$$\psi = \left\{ \left[(1-c) \Delta U_{\text{пс}} \right] / \left[\Delta U_{\text{пс max}} - (1-c) \Delta U_{\text{пс}} \right] \rho_{\text{п}} \right\}^2,$$

де $\Delta U_{\text{пс}}, \Delta U_{\text{пс max}}$ – аномалії потенціалів самочинної поляризації відповідно в прошарку (пласті), що вивчається, та в опорному пласті, який не містить глинистих домішок; c – мінімальна залишкова водонасиченість; $\rho_{\text{п}}$ – питомий опір пласта.

Проте цей вираз справедливий тільки для водонасичених пластів великої товщини h , в яких поправочний коефіцієнт $v_{\text{пс}}$ за рахунок $\rho_{\text{п}}$ і h практично дорівнює 1.

Для нафтонасичених пластів В.М. Дахнов, Г.М. Золоєва, Є.А. Нейман і Н.В. Фарманова запропонували дещо іншу формулу:

$$\psi = \left\{ \left[(1-c) \Delta U_{\text{пс}} / v_{\text{пс}} \right] / \left[\Delta U_{\text{пс max}} - (1-c) \Delta U_{\text{пс}} / v_{\text{пс}} \right] \rho_{\text{в.п}} \right\}^2, \quad (6.14)$$

де $v_{\text{пс}}$ – поправочний коефіцієнт, який враховує вплив обмеженої товщини і питомого опору пласта, вміщуючих порід і зони проникнення на величину $\Delta U_{\text{пс}}$; $\rho_{\text{в.п}}$ – питомий опір водоносного пласта, оцінений через коефіцієнти пористості за залежністю $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п.в}})$.

Як видно з рівнянь (6.6), (6.7), усі пласти приводяться до єдиних умов водонасиченого колектора, а розраховані величини не

спотворюються нафтонасиченням пластів і обмеженою товщиною, що дає змогу використовувати отриманні значення параметра ψ для порівняльного аналізу знайдених проникностей об'єкта за розрізом свердловини, за площею родовища та посвердловинно (рис. 6.23).

За використання даних мікробокового каротажу або мікрозондів (мікропотенціал зонда), на показники яких в умовах, що розглядаються, залишкова нафтонасиченість практично не впливає або впливає незначно, параметр ψ розраховують за формулою (6.14), де замість $\rho_{в.п}$ з діаграм поточково беруть значення $\rho_{мбк}$ і $\rho_{мпз}$.

Зіставлення відносного параметра ψ з продуктивністю свердловин q_p (рис. 6.24) також уможлиблює встановлення кондиційної межі цього параметра.

Для визначення кондиційних меж застосовують також і інші параметри. Наприклад для родовищ Тюменської області дослідники запропонували комплексний параметр $P_k = k_{п.в} l g k_{пр}$. Його кондиційне значення подібне до розглянутих параметрів і встановлюється на основі статистичного зв'язку між питомою продуктивністю q_p і P_k за $q_p = 0$ (рис. 6.25).

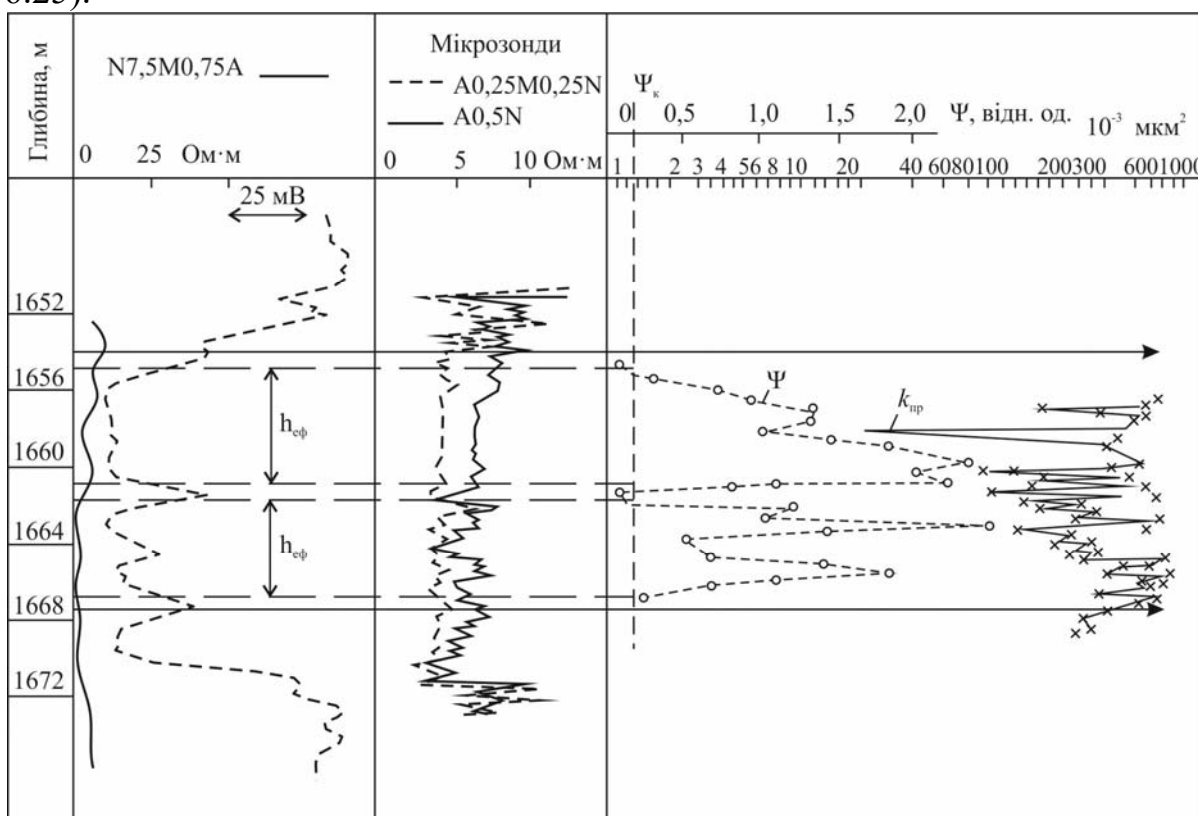


Рис. 6.23. Результати зіставлення проникності $k_{пр}$ за керном з відносною проникністю ψ по св. 2017 Туймазинського родовища (горизонт Д-II) (ψ_k – кондиційне значення відносної проникності) (за В.М. Дахновим, Г.М. Золоєвою, Є.А. Нейманом, Н.В. Фармановою)

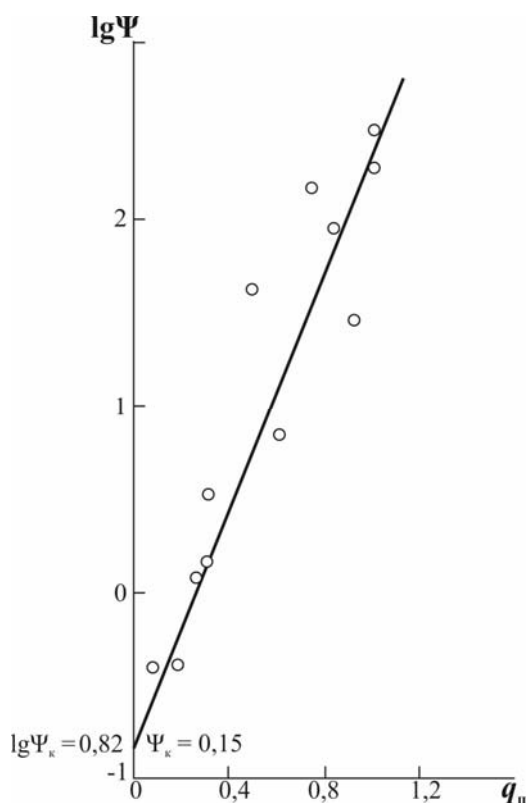


Рис. 6.24. Приклад обґрунтування мінімального кондиційного значення відносної проникності колектора Ψ_k за залежністю $\lg\Psi = f(q_{п})$ (за В.М. Дахнодвим, Г.М. Золосвою, Є.А. Нейманом, Н.В. Фармановою)

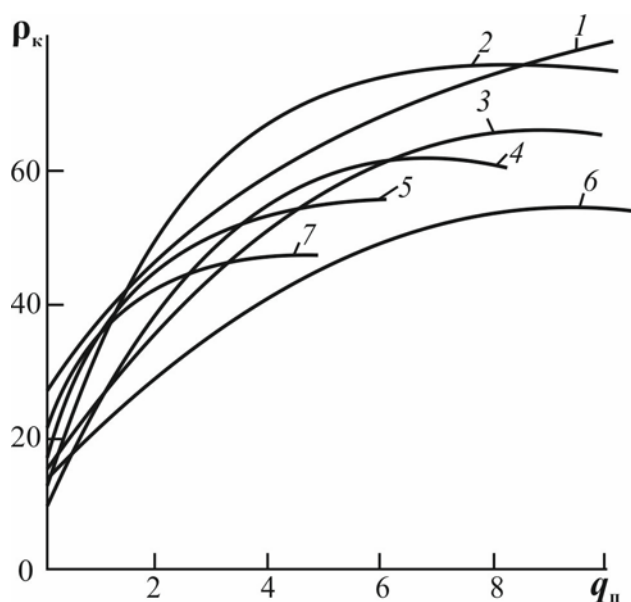


Рис. 6.25. Статистичні зв'язки між параметрами ρ_k і $q_{п}$ для вивчених Самотлорського (1); Узенського (2); Трьохозерного (3); Танипського (4); Усть-Баликського (5); Мортим'я-Тетерівського (6); Жетибайського (7) родовищ (за Л.Ф. Дементьєвим)

На середніх, крупних та унікальних покладах кондиційні межі встановлюють за даними, отриманими безпосередньо на них. На кожному дрібному покладі даних для визначення кондиційних меж колекторських властивостей, як правило, недостатньо, тому значення параметрів по таких покладах об'єднують, щоб отримати достовірну статистичну залежність.

До статистичного аналізу залучають дані по покладах, які розміщені в різних пластах продуктивної товщі одного родовища або в одному продуктивному пласті на різних родовищах і параметри яких істотно не відрізняються.

Такі поклади виявляють за допомогою статистичного порівняння кількох об'єктів. При цьому порівнюють середні значення й дисперсії основних параметрів – відкритої пористості і проникності порід, зразки яких винесені з інтервалів, що виділені як проникні за прямими геофізичним ознаками. При порівнянні середніх значень відмінність між покладами з незначним числом спостережень можна вважати неістотною, якщо кожна з випадкових величин розподілена за законом Стюдента з $n-2$ ступенями свободи

$$t_i = \bar{X}_i \sqrt{n_i(n-2)} / \sqrt{n - n_i - n_i \bar{X}_i^2},$$

де n – загальне число значень відкритої пористості або логарифми проникності по всіх покладах, які враховують в аналізі; n_i – число значень по i -му покладу; $\bar{X}_i = (\bar{x}_i - x_{\text{ген}}) / \sigma_{\text{ген}}$; \bar{x}_i – середнє значення параметра по i -му покладу; $x_{\text{ген}} = \left(\sum_{i=1}^e n_i \bar{x}_i \right) / n$ – середнє значення параметра по всіх покладах

(генеральної сукупності); $\sigma_{\text{ген}} = \sqrt{\left[\sum_{i=1}^l (n_i - 1) \sigma_i^2 \right] / (n - 1)}$ – оцінка середньоквадратичного відхилення всіх значень; σ_i – оцінка середньоквадратичного відхилення i -го покладу; l – число покладів.

Середні значення по покладах відрізняються неістотно, якщо обчислені значення t_i менші від табличних за рівнем значущості $0,05/l$ і $n-2$ ступенів свободи.

Дисперсії по кількох покладах порівнюють за допомогою критерію Бартлетта:

$$x^2_{\text{н}} = 2x3056/c \left[(n-1) \lg \sigma^2_{\text{ген}} - \sum_{i=1}^l (n_i - 1) \lg \sigma^2_i \right],$$

$$\text{де } c = 1 + [1/3(l-1)] \left\{ \sum_{i=1}^l [1/(n_i - 1) - 1/(n-1)] \right\}.$$

Обчислене значення $x^2_{\text{н}}$ порівнюють із критичним, взятим з таблиці за $l-1$ ступеня свободи. Фактичні дані по покладах зі значеннями $t_i < t_{\text{кр}}$ за $x^2_{\text{н}} < x^2_{\text{кр}}$ можуть бути включені до загального аналізу.

Загальні ефективні та ефективні нафтогазонасичені товщини пластів (горизонтів) виділяють з урахуванням кондиційних меж. На основі виділених товщин будують карту ізопахіт.

Для пластових покладів спочатку складають карти ефективної товщини пласта. На них наносять зовнішній і внутрішній контури нафтогазоносності. В межах внутрішнього контуру карта ефективної нафтогазонасиченої товщини повністю відповідає карті ефективної товщини. У водонафтовій (газоводяній) зоні між внутрішнім і зовнішнім контурами ізопакіти проводять інтерполяцією між значеннями ізопакіт у точках їх перетину з внутрішнім контуром до 0 на зовнішньому контурі (рис. 6.26, а). При цьому враховують дані свердловин у водонафтовій (газоводяній) зоні.

Для масивних покладів карти ізоліній (ізопакіт) нафтогазонасичених товщин будують інтерполяцією між значеннями у свердловинах і 0 на зовнішньому контурі (див. рис. 6.26, б).

На літологічно обмежених покладах, пов'язаних із літолого-фаціальним заміщенням колекторів, а також у разі заміщення всередині пластових покладів при побудові карт ізоліній ефективних і нафтогазонасичених товщин пластів із загальною товщиною, яка не змінюється в напрямку заміщення, ізопакіти проводять до меж заміщення (див. рис. 6.26, в). Якщо загальна товщина пласта у зонах заміщення менша за значення мінімальних найближчих або тих, що оточують її в продуктивних свердловинах, то при складанні карти ізопакіт на межі заміщення ефективну товщину беруть такою, що дорівнює 0, а від неї ізопакіти до найближчих продуктивних свердловин проводять лінійно (див. рис. 6.26, г).

У межах розмитої товщини стратиграфічно обмеженого пластового покладу ізопакіти проводять за тим самим принципом, що й у водонафтових (газоводяних) зонах (див. рис. 6.26, д). Принцип проведення ізопакіт на стратиграфічно обмежених масивних покладах ілюструє рис. 6.26, е.

Для тектонічно екранованих покладів за похилої площини порушення способи побудови і зображення карт нафто(газо)насичених товщин аналогічні наведеним на рис. 6.26, д, е, за вертикальної або близької до неї площини порушення – на рис. 7.26, в.

Об'єми колекторів розраховують за формулою (6.11). При цьому об'єми у межах нафтової, водонафтової, газової і газовойдної зон пластових покладів і площ із запасами класів 111+221 (C_1), класів 122+222, 222, 332 (C_2) усіх покладів визначають окремо.

Коефіцієнти відкритої пористості і нафто(газо)насиченості покладів можна розрахувати за керном або геофізичними даними. У разі розрахунку за керном беруть середньоарифметичне спостережених значень по проникних інтервалах пласта. Якщо за основу взято геофізичні дані, то спочатку зважуванням на товщину проникних інтервалів визначають середні значення по свердловинах. Середні значення по покладу обчислюють як середньоарифметичне середніх значень по свердловинах.

Перерахунковий коефіцієнт і густину нафти за поверхневих умов для нафтових покладів розраховують як середньоарифметичне за наявними визначеннями.

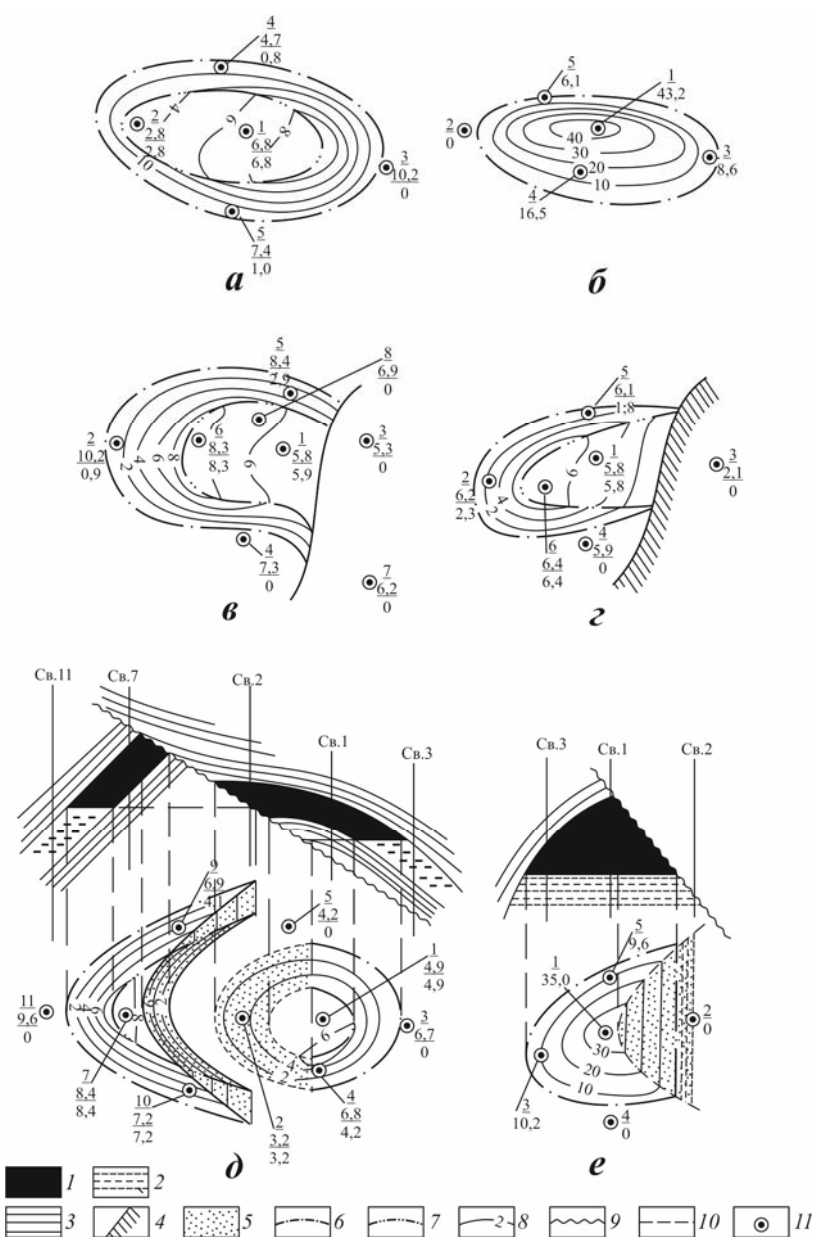


Рис. 6.26. Схеми побудови карт ізопакіт за ефективними нафтогазонасиченими товщинами пласта:

a, б – відповідно пластовий і масивний поклади; *в, г* – літологічно обмежені поклади з малозмінною загальною товщиною пласта (*в*) і змінною загальною товщиною у бік відсутності колекторів (*г*); *д, е* – відповідно пластовий і масивний стратиграфічно обмежені поклади; 1 – нафта (газ); 2 – вода; 3 – погано проникні породи; 4 – межі зони відсутності колекторів; 5 – зона стратиграфічного зрізу; 6, 7 – відповідно зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; 8 – ізолінії товщі (м); 9 – стратиграфічні неузгодження; 10 – межа виклинювання пласта; 11 – свердловини (цифра вгорі – номер свердловини, по середині – ефективна товщина, внизу – ефективна нафтогазонасичена

товщина; в зоні відсутності колектора: цифра вгорі – загальна товщина, внизу – ефективна товщина; на схемі масивного покладу: цифра вгорі – номер свердловини, внизу – ефективна нафтогазонасичена товщина)

Середні початкові пластові тиски і пластову температуру газових покладів обчислюють з урахуванням глибини центрів тяжіння покладів.

Коефіцієнт стисливості реального газу визначають за складом пластового газу з досліджуваного покладу.

Отже, запаси нафтових покладів підраховують за формулою

$$Q_{n0} = \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{\text{НЗ} \\ \text{ВНЗ}}} k_{\text{п.в}} k_{\text{н}} \theta_{\text{н}} \iint_F h_{\text{н.еф}}(x, y) dx dy;$$

запаси газових покладів за формулою

$$Q_{г0} = \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{\text{ГЗ} \\ \text{ГВЗ}}} k_{\text{п.в}} k_{\text{г}} K_p K_t \iint_F h_{\text{г.еф}}(x, y) dx dy.$$

6.5.3. Завершальна стадія розвідувального етапу (детальна геолого-економічна оцінка родовищ ГЕО-1)

Під час підрахунку запасів після завершення розвідувального етапу за підрахунковий об'єкт беруть кожен продуктивний пласт. Такий підхід сприяє насамперед рівномірному вивченню розрізу покладів у процесі розвідувальних робіт, що вкрай важливо для підвищення якості вихідних даних при складанні першого проектного документа для промислової розробки. За рівномірної вивченості всіх пластів у розрізі площі з запасами класів 111+221 (С₁) і 122+222, 332 (С₂) виділяють окремо. Якщо поклад пов'язують з одним пластом, його розглядають як єдиний об'єкт.

Спосіб визначення параметрів об'ємного методу при підрахунку запасів нафтових і газових покладів описано нижче.

Продуктивні площі пластових і масивних покладів нафти і вільного газу визначаються картами покрівлі колекторів, які складають за даними розвідувальних свердловин з урахуванням структурної карти по відбиваючому сейсмічному горизонту, а також межами контурів нафтогазонасиченості, проведеними з урахуванням положень ВНК і ГВК, уточнених на схемах випробування й обґрунтування контактів за даними нових пробурених свердловин.

Ефективна нафтогазонасичена товщина продуктивного пласта по кожній свердловині складається з інтервалів, значення $\alpha_{\text{пс}}(\Delta l_{\gamma}, \psi)$ яких вищі від кондиційного. Непроникні інтервали відбраковують і в розрахунку не використовують. За даними свердловин складають карти ізопакіт загальних ефективних і нафтогазонасичених товщин. При їх побудові для покладів усіх типів використовують ті ж методичні прийоми, що й на стадії пошуків і розвідки, але з урахуванням більшого числа свердловин.

Коефіцієнт відкритої пористості колекторів можна визначити за керном і геофізичними даними. У разі розрахунку за керном можливі два

варіанти обліку достатніх визначень $k_{\text{п}}$. Якщо по покладу є достатня кількість значень проникності, то складають графік статистичного зв'язку між $\alpha_{\text{пс}}(\Delta I_{\gamma}, \psi)$ і $\lg k_{\text{пр}}$ (рис. 6.27). За цим графіком встановлюють кондиційне значення $\lg k_{\text{пр.к}}$, що відповідає кондиційному значенню $\alpha_{\text{пс}}(\Delta I_{\gamma}, \psi)$. Потім по кожному пласту нафтового покладу або газового покладу загалом відбраковують усі значення $k_{\text{п}}$ зразків, проникність яких менша за кондиційну. Представницькі зразки аналізують на відповідність вибірковій сукупності зазначених об'єктів закону нормального розподілу.

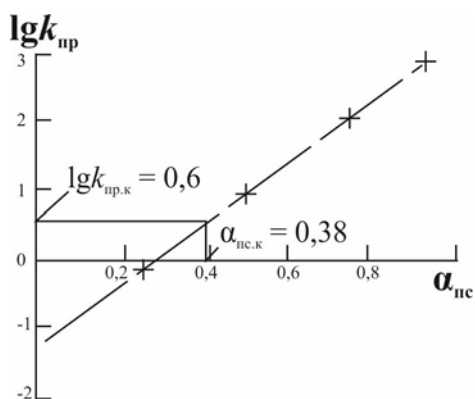


Рис. 6.27. Приклад виділення кондиційної межі $\lg k_{\text{пр.к}}$ за залежністю $\lg k_{\text{пр}} = f\alpha_{\text{пс}}$

Якщо дані щодо проникності відсутні або їх надто мало для дослідження зазначеного статистичного зв'язку, то враховують усі визначення $k_{\text{п}}$ із проникних інтервалів пласта. Подальший аналіз ведуть за викладеною вище схемою.

Для однорідних пластів-колекторів із приблизно однаковими значеннями $k_{\text{п}}$ по свердловинах, про що свідчить відповідність показників статистичного розподілу значень цього параметра вимогам закону нормального розподілу, середнє значення $k_{\text{п}}$ нафтового покладу або газового покладу загалом розраховують як середньоарифметичне або середньозважене із наявних визначень.

Якщо в межах досліджуваного об'єкта статистичний розподіл значення $k_{\text{п}}$ не відповідає закону нормального розподілу, але виявлено закономірну зміну цього параметра по площі, то складають карту в ізолініях $k_{\text{п}}$ і середнє значення по покладу визначають зважуванням по площі (рис. 6.28).

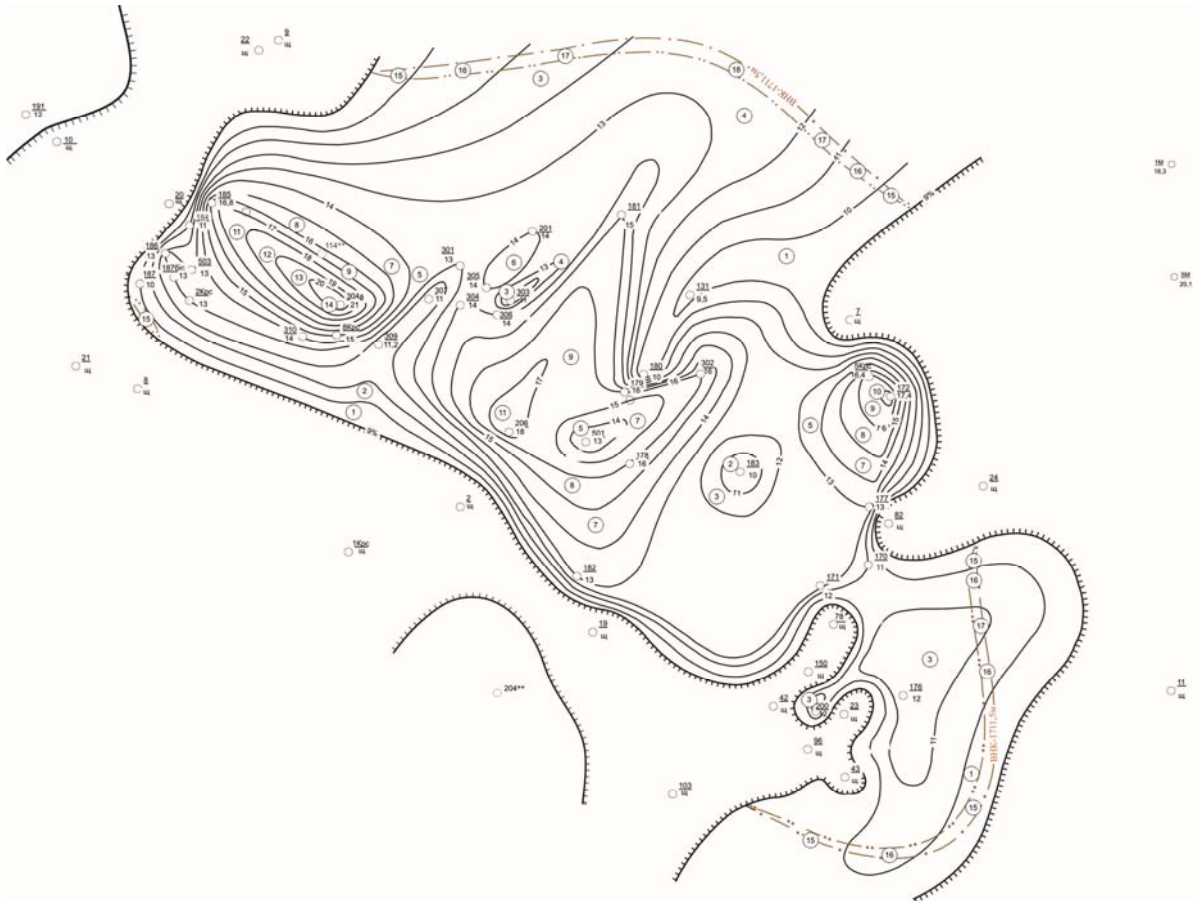


Рис. 6.28. Карта пористості продуктивного горизонту

Коли встановлено прямий або зворотний кореляційний зв'язок між товщиною, відкритою пористістю і нафтогазонасиченістю, значення з карти в ізолініях k_H перемножують на значення з карт в ізолініях $h_{н.еф}$ ($h_{г.еф}$) і $k_H(k_T)$. Об'єми колекторів, насичених нафтою або вільним газом, розраховують на основі карти питомих нафтогазонасичених об'ємів, отриманої в результаті таких обчислень (рис. 6.29).

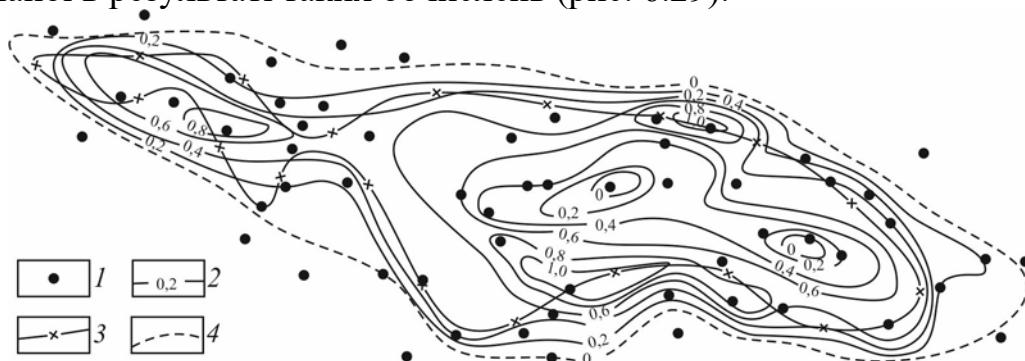


Рис. 6.29. Карта однакових питомих об'ємів нафтової частини покладу (за В.Н. Дахновим):

1 – свердловини; 2 – ізолінії однакових питомих об'ємів нафтової частини покладу, m^3 ; 3, 4 – відповідно внутрішній і зовнішній контури нафтоносності (зменшення питомих об'ємів у склепінні обумовлене наявністю газової шапки)

Якщо $k_{п}$ визначають за геофізичними даними, слід враховувати його значення лише по інтервалах, у яких $\alpha_{пс}$, ΔI_{γ} або ψ більші за кондиційні. Середні значення $k_{п}$ по свердловинах розраховують зважуванням по товщині проникних пропластків. За однорідного колектора середнє значення $k_{п}$ по нафтовому покладу або газовому покладу обчислюють практично як середньоарифметичне по свердловинах. У разі закономірної зміни $k_{п}$ по площі і наявності взаємозв'язку між $k_{п}$, $k_{н}$ ($k_{г}$) і $h_{нг.еф}$ розрахунки ведуть за тією ж схемою, що й при визначенні $k_{п}$ за керном.

Коефіцієнт нафто(газо)насиченості. Аналогічну методику застосовують і для обґрунтування середніх значень коефіцієнта нафто(газо)насиченості. За взаємної кореляції $k_{п}$ і $k_{нг}$ по кожному пластовому перетину під час розрахунку за геофізичними даними в кожному інтервалі доцільно визначати коефіцієнт ефективної пористості $k_{п.еф}$. Відповідно, розрахунок нафтогазонасичених об'ємів колекторів у таких випадках ведуть на основі цього параметра. Середнє значення $k_{п.еф}$ по свердловині визначають зважуванням по товщині проникних пропластків, а середнє по покладу – зважуванням по площі в разі закономірної зміни цього параметра в її межах або зважуванням по об'єму колекторів – за наявності прямого або оберненого кореляційного зв'язку з нафтогазонасиченою товщиною, тобто на основі карти ($h_{нг.еф}k_{п.еф}$).

Перерахунковий коефіцієнт і густину нафти за поверхневих умов можна вирахувати двома способами. За малої кількості даних і відсутності закономірних змін цих параметрів по площі покладу середні значення розраховують як середньоарифметичні. Якщо ж встановлено закономірну їх зміну по площі покладу, то складають карти кожного параметра і запаси підраховують на їх основі. Середні значення в цьому випадку обчислюють як середньозважені по площі.

Початковий пластовий тиск і пластову температуру в покладах визначають за даними свердловин із приведенням до рівня центра тяжіння покладу.

Коефіцієнт стиснення реальних газів Z знаходять як середньоарифметичне з вимірів по свердловинах.

Отже, після завершення геологорозвідувальних робіт залежно від геолого-технологічних чинників можливі кілька варіантів підрахунку загальних початкових і балансових (видобувних) запасів нафти і вільного газу по покладах усіх типів.

З урахуванням того, що запаси нафти підраховують по кожному покладу, а в його межах – по площах із різними кодами класів запасів, а також по нафтових і водонафтових зонах окремо, формули для підрахунку кількості вуглеводнів у підрахункових об'єктах об'ємним методом такі:

1) для однорідного колектора за відсутності закономірної зміни параметрів нафти по площі покладу

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} k_{\text{п}} k_{\text{н}} \theta_{\text{н}} \iint_F h_{\text{н.еф}}(x, y) dx dy; \quad (6.15)$$

2) для однорідного колектора за наявності закономірної зміни параметрів нафти по площі покладу

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} k_{\text{п}} k_{\text{н}} \iint_F h_{\text{н.еф}}(x, y) \theta(x, y) \rho_{\text{н}}(x, y) dx dy; \quad (6.16)$$

3) для неоднорідного колектора за наявності закономірної зміни $k_{\text{п}}$ і $k_{\text{н}}$ та відсутності закономірної зміни параметрів нафти по площі покладу

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} \theta_{\text{н}} \iint_F h_{\text{н.еф}}(x, y) k_{\text{п}}(x, y) k_{\text{н}}(x, y) dx dy; \quad (6.17)$$

4) для неоднорідного колектора за наявності закономірної зміни всіх параметрів нафти і колекторів по площі покладу

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} \iint_F h_{\text{н.еф}}(x, y) k_{\text{п}}(x, y) k_{\text{н}}(x, y) \theta(x, y) \rho_{\text{н}}(x, y) dx dy; \quad (6.18)$$

5) для неоднорідного колектора за наявності взаємозв'язку між $h_{\text{н.еф}}$, $k_{\text{п}}$ і $k_{\text{н}}$ та відсутності закономірної зміни параметрів нафти по площі покладу

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} \theta_{\text{н}} \iint_F (h_{\text{н.еф}} k_{\text{п}} k_{\text{н}})(x, y) dx dy; \quad (6.19)$$

6) для неоднорідного колектора за наявності взаємозв'язку між $h_{\text{н.еф}}$, $k_{\text{п}}$ і $k_{\text{н}}$ та наявності закономірної зміни параметрів нафти по площі покладу

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} \iint_F (h_{\text{н.еф}} k_{\text{п}} k_{\text{н}})(x, y) \theta(x, y) \rho_{\text{н}}(x, y) dx dy; \quad (7.20)$$

7) у разі розрахунку через ефективну пористість при її закономірній зміні по площі та відсутності такої закономірності в параметрах нафти

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} \theta_{\text{н}} \iint_F h_{\text{н.еф}}(x, y) k_{\text{п.еф}}(x, y) dx dy; \quad (6.21)$$

8) у разі розрахунку через ефективну пористість за наявності взаємозв'язку з $h_{\text{н.еф}}$ і закономірної зміни по площі параметрів нафти

$$Q_{H0} = \sum_{i=1}^n \sum_{\text{к.к}} \sum_{\substack{H3 \\ \text{ВНЗ}}} \iint_F (h_{\text{н.еф}} k_{\text{п}} k_{\text{н}})(x, y) \theta(x, y) \rho_{\text{н}}(x, y) dx dy. \quad (6.22)$$

З вищенаведеного випливає, що спосіб відображення параметра вказує на спосіб визначення його середнього значення. Середні значення параметрів, винесених з-під знаків інтеграла, обчислюють як середньоарифметичні або середньозважені. Середні значення параметрів під знаком інтеграла у вигляді $k_{\text{п}}(x, y)$ – як середньозважені по площі; середні значення комплексних параметрів під знаком інтеграла $(h_{\text{н.еф}} k_{\text{п}} k_{\text{н}})(x, y)$ – як середньозважені по об'єму.

Запаси газового покладу підраховують диференційовано за кодами класів та окремо у газовій і газоводяній зонах:

1) для однорідного колектора

$$Q_{г0} = \sum_{\substack{\text{к.к} \\ \Gamma\text{З} \\ \Gamma\text{ВЗ}}} k_{п} k_{г} K_{p} K_{t} \iint_F h_{г.еф}(x, y) dx dy; \quad (6.23)$$

2) для неоднорідного колектора за закономірної зміни $k_{п}$ і $k_{г}$ по площі покладу

$$Q_{г0} = \sum_{\substack{\text{к.к} \\ \Gamma\text{З} \\ \Gamma\text{ВЗ}}} K_{p} K_{t} \iint_F h_{г.еф}(x, y) k_{п}(x, y) k_{г}(x, y) dx dy; \quad (6.24)$$

3) для неоднорідного колектора за наявності взаємозв'язку між $h_{г.еф}$, $k_{п}$ і $k_{г}$:

$$Q_{г0} = \sum_{\substack{\text{к.к} \\ \Gamma\text{З} \\ \Gamma\text{ВЗ}}} K_{p} K_{t} \iint_F (h_{г.еф} k_{п} k_{г})(x, y) dx dy; \quad (6.25)$$

4) у разі розрахунку через ефективну пористість за наявності її закономірної зміни по площі

$$Q_{г0} = \sum_{\substack{\text{к.к} \\ \Gamma\text{З} \\ \Gamma\text{ВЗ}}} K_{p} K_{t} \iint_F h_{г.еф}(x, y) k_{п.еф}(x, y) dx dy; \quad (6.26)$$

5) у разі розрахунку через ефективну пористість за наявності взаємозв'язку $h_{г.еф}$ і $k_{п.еф}$

$$Q_{г0} = \sum_{\substack{\text{к.к} \\ \Gamma\text{З} \\ \Gamma\text{ВЗ}}} K_{p} K_{t} \iint_F (h_{г.еф} k_{п.еф})(x, y) dx dy. \quad (6.27)$$

У масивних покладах диференціація на зони не проводиться.

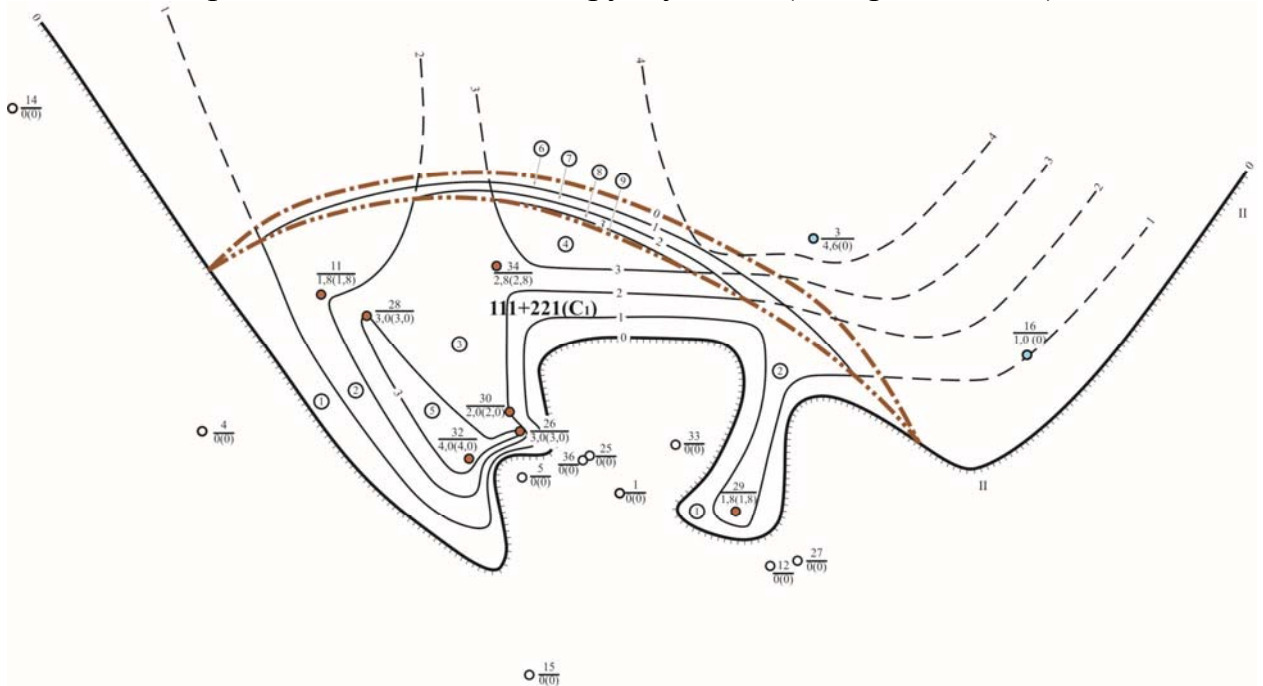
6.5.4. Особливості підрахунку запасів нафти і газу покладів, що розробляються (ГЕО-1)

Особливості підрахунку запасів нафти і газу по покладах, що розробляються, полягають у значно більшій їх вивченості внаслідок щільнішої розбуреності пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними свердловинами і проведення в них комплексу досліджень відповідно до вимог Класифікації (1997).

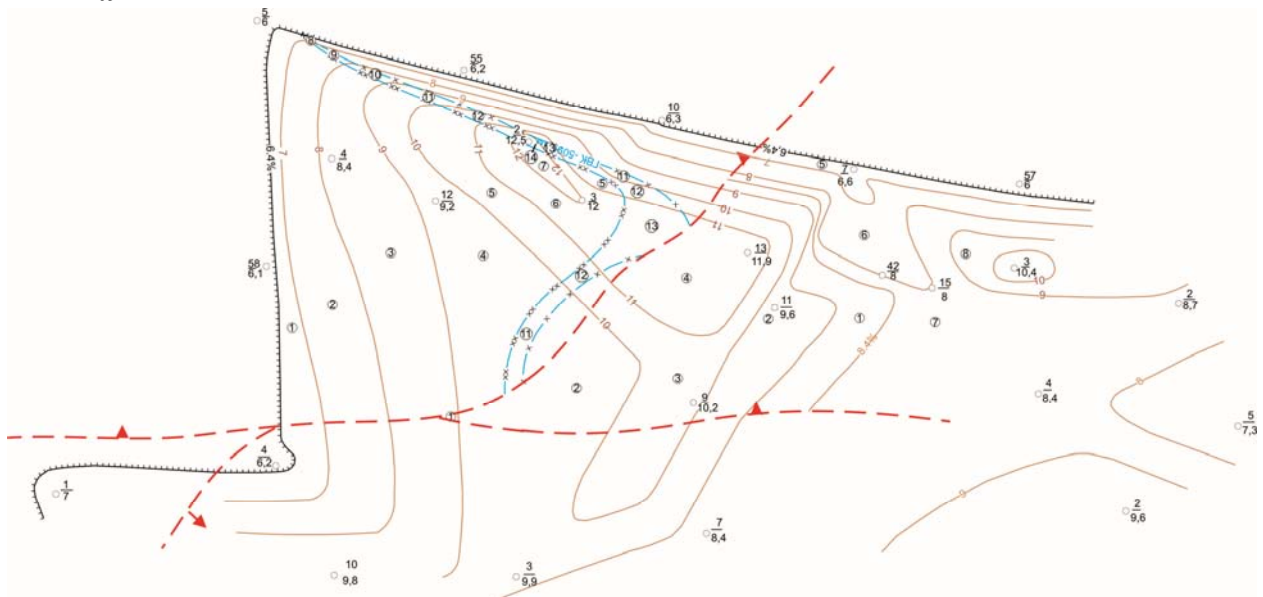
Висока щільність буріння на нафтових і газоконденсатних покладах дає змогу деталізувати границі поширення колекторів і на їх основі складати карти загальних ефективних та ефективних нафтогазонасичених товщин покладів. Тим самим досягається глибша диференціація запасів по площі і розрізу покладу.

Встановлення границі виклинювання колектора. Границю виклинювання колектора встановлюють по лінії нульової товщини, яку проводять посередині відстані між свердловинами, що розкрили продуктивний пласт і свердловинами, які його не розкрили (рис. 7.30, а).

Границю виклинювання колектора можна встановлювати згідно з картою пористості по граничному значенню пористості за достатньої кількості свердловин і надійного обґрунтування (див. рис. 6.30, б).



а



б

Рис. 6.30. Приклади встановлення границі виклинювання колектора між свердловинами

Границю виклинювання стратиграфічно обмежених покладів можна виділяти за градієнтом зміни ефективної товщини продуктивного пласта в профілі не менше як із трьох свердловин у зоні виклинювання (рис. 6.31).

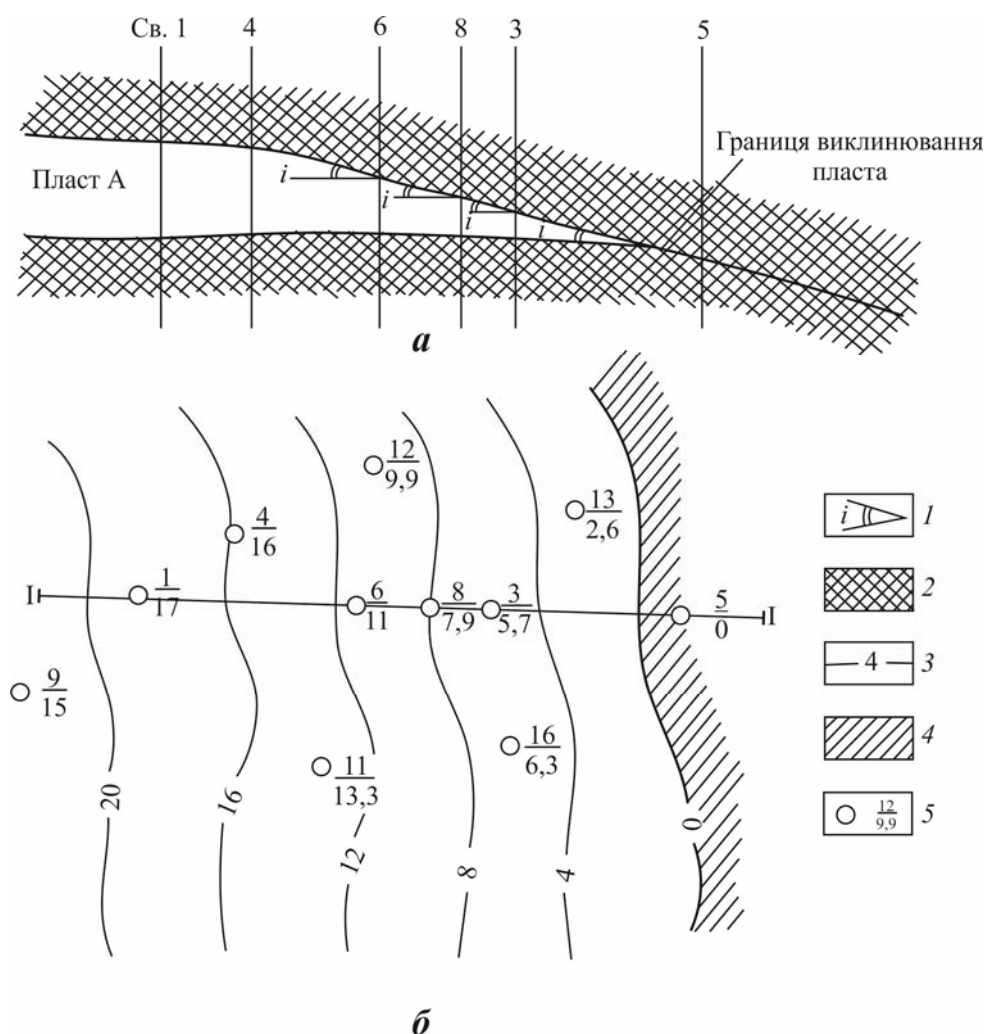


Рис. 6.31. Приклад визначення границь виклинювання пласта А за градієнтом зміни $h_{\text{эф}}$:

a – профільний розріз I–I; *б* – карта в ізолініях $h_{\text{эф}}$; *l* – кут постійного зменшення товщини; 2 – непроникні породи; 3 – ізолінії товщин, м; 4 – зона виклинювання; 5 – свердловини (цифри над лінією – номер свердловини, під лінією – ефективна товщина, м)

За літолого-фаціального заміщення колекторів продуктивного пласта непроникними різновидами границю колектор–неколектор можна простежувати в профілі не менше як із трьох свердловин або за зміною по площі параметра, на основі якого встановлено кондиційні межі колекторських властивостей продуктивних пластів. З цією метою по нерозчленованому пласту або пропластку розчленованого шару складають карту досліджуваного параметра – $\alpha_{\text{пс}}$, ΔI_{γ} та ін. Потім на такій карті, наприклад $\alpha_{\text{пс}}$ (див. рис. 6.22), інтерполяцією проводять ізолінію $\alpha_{\text{пс.к}}$. Ділянка з більшими, ніж $\alpha_{\text{пс.к}}$, значеннями $\alpha_{\text{пс}}$ характеризує область поширення колекторів, з меншими – неколекторів (рис. 6.32).

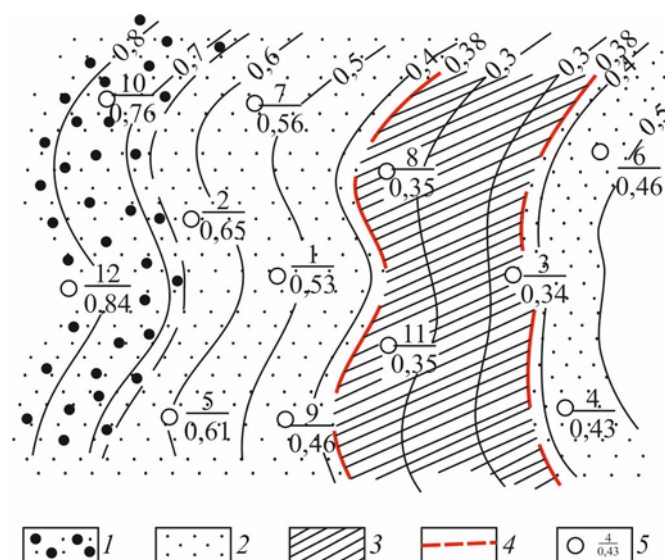


Рис. 6.32. Приклад визначення границь поширення колекторів і неколекторів за картою розподілу значень $\alpha_{\text{пс}}$:

1, 2 – відповідно високопродуктивний і низькопродуктивний колектори; 3 – неколектор; 4 – границі поширення колекторів; 5 – свердловини (над лінією – номер свердловини, під лінією – значення $\alpha_{\text{пс}}$)

Аналогічно можна скласти карту зміни логарифмів відносного параметра проникності ψ . Оскільки його значення, як і значення проникності, розподіляються логнормально, при побудові карти ізолінії проводять лінійно, якщо параметр ψ виражений у логарифмічному вигляді (рис. 6.33).

Якщо загальна товщина пласта в непродуктивних свердловинах значно менша, ніж у найближчих до них або в навколишніх свердловинах, то лінія, що розділяє ділянки поширення колекторів і неколекторів, відповідає нульовій ізопакіті. Інші ізолінії ефективних товщин проводять на основі лінійної інтерполяції від нульової ізопакіти до найближчої до неї свердловини, що розкрила колектор.

Якщо загальна товщина пласта в непродуктивних свердловинах практично не відрізняється від товщини пластів в продуктивних свердловинах або закономірність її зміни не відрізняється від загальної закономірності мінливості цього параметра по площі, то ізолінії ефективних товщин проводять без урахування літолого-фаціального заміщення пласта до встановленої вище границі колектор–неколектор. Між рештою свердловин ізопакіти проводять на основі лінійної інтерполяції (рис. 6.34).

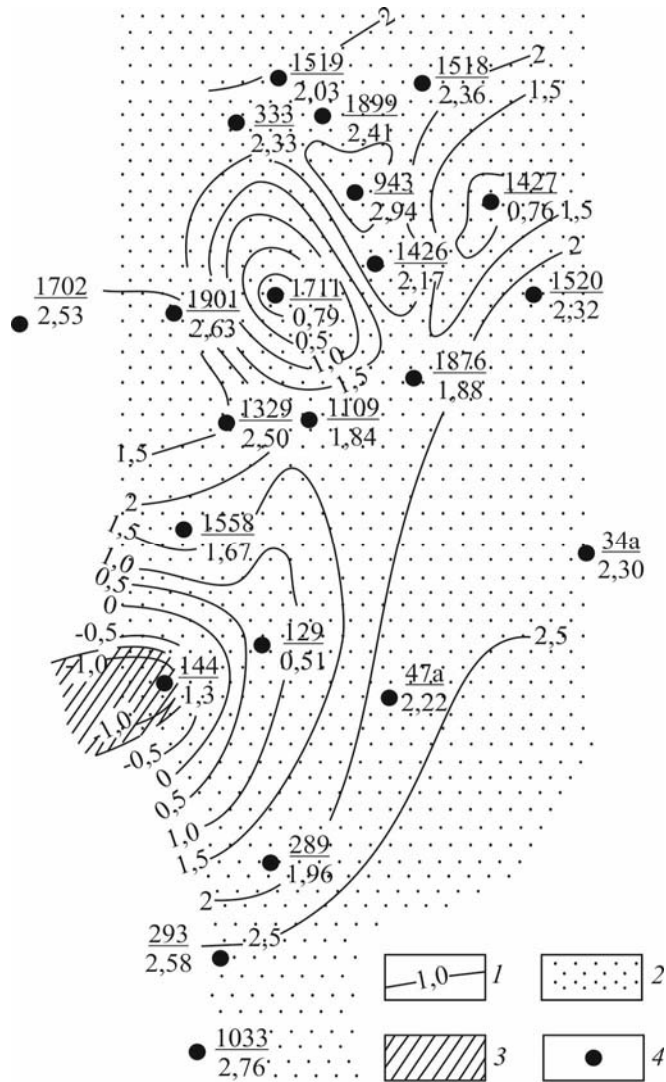


Рис. 6.33. Приклад визначення границі поширення колекторів за картою розподілу значень $lg\psi$:

1 – ізолінія $lg\psi$; 2 – колектор; 3 – неколектор; 4 – свердловини (цифри над лінією – номер свердловини, під лінією – значення $lg\psi$; $lg\psi_{к} = -0,82$).

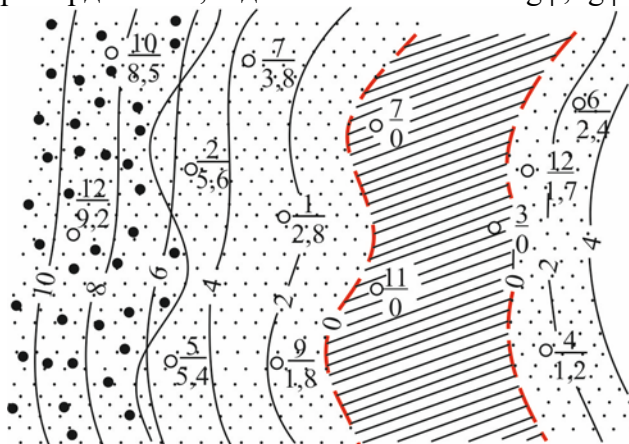


Рис. 6.34. Приклад побудови карти ефективної товщини пласта, що літолого-фаціалью заміщується зі зменшенням загальної товщини у бік заміщення

Загальні ефективні й нафтогазонасичені товщини за даними ГДС виділяють відповідно до встановлених кондиційних меж параметрів продуктивних пластів.

Дослідження, проведені на покладах, що розробляються, мають забезпечувати також можливість визначення коефіцієнтів відкритої пористості і нафтогазонасиченості пропластків або нерозчленованих пластів.

Для підрахунку загальних запасів ефективні нафто(газо)насичені товщини у видобувних свердловинах, пробурених на ділянках покладу, в межах яких почали підійматися ВНК або ГВК, враховують до рівня початкового положення контактів.

Для підрахунку запасів покладів, що розробляються, залежно від геологічної будови застосовують практично ті самі варіанти об'ємного методу підрахунку запасів, що й на попередній стадії, але з глибшою диференціацією запасів.

Запаси покладів диференціюють:

- по пластах, а в розчленованих пластах – по пропластках;
- за кодами класів 111, 121, 211, 221, 122, 222, 332, 333, 334;
- за нафтовою, нафтогазовою, водонафтовою, газовою, газонафтовою, газоводяною зонами.

Запаси нафти підраховують за формулами (6.15)–(6.22), запаси газу – (6.23)–(6.27).

6.6. Особливості підрахунку запасів нафти і газу в колекторах складної будови

Підрахунок запасів нафти і газу в складнобудованих колекторах є однією з найскладніших проблем, тим часом саме з ними пов'язані продуктивні поклади нафти і газу.

Колектори складної будови можуть бути приурочені до карбонатних і теригенних порід. Для карбонатних колекторів характерна вторинна пустотність. Ефективна ємність таких колекторів може бути представлена або тільки системою тріщин, або тріщинами в поєднанні з пустотами, що утворилися в результаті процесів вилуговування, перекристалізації і доломітизації вапняків. Вони належать до колекторів тріщинно-кавернозного або тріщинно-карстового типу. Для них, як правило, характерні непроникна матриця, висока ємність за рахунок пустот вилуговування і висока продуктивність. У карбонатних колекторах змішаного типу матриця має міжзернову пористість, містить нафту і газ. У теригенних тріщинно-порових колекторах роль тріщин як ємностей незначна, основною ємністю в них є матриця, однак тріщини мають добрі фільтраційні властивості.

Колектори тріщинного типу. Під коефіцієнтом тріщинуватості k_T розуміють частку об'єму сполучених тріщин в об'ємі зразка породи, яка змінюється від 0,1–0,2 до 1–2 %. За керном k_T визначають у шліфах як відношення добутку відкритості тріщин (b) та їх сумарної довжини (l) до площі шліфа (S):

$$k_T = bl/S.$$

Тріщинуватість по шліфах визначають під мікроскопом. Середню величину досліджуваного параметра в межах пропластка або нерозчленованого пласта встановлюють зважуванням по площі всіх шліфів незалежно від того, виявлені чи не виявлені тріщини у всіх шліфах:

$$\bar{k}_T = \left(\sum_{i=1}^n b_i l_i \right) / \left(\sum_{j=1}^k S_j \right), \quad (6.28)$$

де n – число шліфів із тріщинами; k – загальне число досліджених шліфів.

Щоб отримати достатню вибірку й виділити тріщинуваті інтервали, шліфи в розрізі треба відбирати через 1 м. Якщо інтервали з різноспрямованим орієнтуванням тріщин виділити не вдається, то k_T у кожному шліфі обчислюють за формулою (6.28) із введенням коефіцієнта α , що враховує системи розташування тріщин.

Коефіцієнт тріщинуватості визначають також за допомогою геофізичного методу Нечая («двох розчинів»), для якого електричні опори породи і фільтрату бурового розчину за першого й другого вимірювань мають відрізнятись в 3–4 рази.

Середнє по свердловині значення тріщинуватості горизонту або продуктивного розрізу загалом для масивних покладів визначають зважуванням по товщині інтервалів, що характеризуються визначеним орієнтуванням тріщин.

Нафтогазонасиченість колекторів тріщинного типу близька до 0,90–0,95 і на сьогодні її визначити складно. У зв'язку зі слабкою вивченістю таких колекторів запаси у них на всіх стадіях підраховують за картою ізопакіт та з урахуванням середніх значень параметрів по покладу, обчислених як середньоарифметичне по свердловинах. При цьому тріщинуватість і нафтогазонасиченість враховує коефіцієнт ефективної пустотності $k_{п.еф}$. Звідси запаси нафти в межах площі певного класу визначають за формулою

$$Q_{н0} = k_{п.еф} \theta_{рн} \iint_F h_{н.еф}(x, y) dx dy,$$

запаси газу –

$$Q_{г0} = k_{п.еф} K_p K_t \iint_F h_{г.еф}(x, y) dx dy.$$

Запаси покладу відповідають сумі запасів кожного коду класу, виділених в межах площі покладу. За даними однієї свердловини карту

ізопахіт не складають, а запаси підраховують за найпростішими формулами:

$$Q_{н0} = \sum_{к.к} Fh_{н.еф} k_{пуст.еф} \theta \rho_n ;$$

$$Q_{г0} = \sum_{к.к} Fh_{г.еф} k_{пуст.еф} K_p K_t .$$

Колектори тріщинно-кавернозного типу. Для тріщинно-кавернозних карбонатних порід Б.Ю. Вендельштейн запропонував таку формулу граничного значення коефіцієнта ефективної пустотності:

$$k_{еф.пуст.гр} = (k_{п.заг} - k_{п.мз}) / (1 - k_{п.мз}),$$

де $k_{п.заг}$ – коефіцієнт загальної пористості, що визначається за даними НГК або ГГК; $k_{п.мз}$ – коефіцієнт неефективної відкритої пористості міжзернової частини породи, що визначається або за керном, або за питомим опором породи за даними БКЗ чи екранованого зонда.

За достатньо повного винесення керна та його вивченості $k_{еф.пуст.гр}$ визначають для пластового перетину в кожній свердловині як середньоарифметичну величину. Середнє значення параметра в свердловині за геофізичними даними розраховують як середньозважене по ефективних нафтогазонасичених товщинах. Способи визначення середніх значень по покладу і варіанти формул об'ємного методу для різних стадій вивченості аналогічні таким як для колекторів тріщинного типу.

Колектори тріщинно-порового типу. В таких колекторах нафта і газ містяться здебільшого в міжзернових порах і лише частково – у тріщинах. Підрахунок запасів у колекторах цього типу вважають найскладнішою проблемою. Згідно з результатами досліджень для виявлення ролі колектора кожного типу в породах важливу роль відіграють промислові дослідження. Так, дуже цінні відомості про параметри колекторів, за даними Є.В. Соколовського, Ю.І. Тречнікова, отримані промисловими дослідженнями у свердловинах, що розкрили колектори тріщинно-порового типу в покладах Східного Ставропілля в пермо-тріасових карбонатних відкладах. Дослідження проводились масообмінним методом і методом стаціонарного потоку маркуючої рідини. У свердловину 2–4 рази нагнітали по 10–20 м³ маркуючої нафти чи води. Після кожного закачування свердловину закривали на 0,5–5 діб, після чого за аналізом проб із запущеної в роботу свердловини визначали зміну концентрації індикатора.

У результаті комплексних досліджень встановлено об'ємну щільність тріщин, середню відстань між ефективними тріщинами та коефіцієнт ефективної тріщинуватості (0,05–0,22 % для покладів з теригенними відкладами і 0,18–0,37 % – для покладів із карбонатними відкладами Східного Ставропілля). Матриця карбонатних порід здебільшого була водонасиченою, початкова нафтонасиченість $k_{н.п}$ матриці теригенних порід – 25–74 % (в середньому 57 %) (табл. 6.1).

Для всіх аптських покладів встановлено, що початкова й залишкова нафтонасиченості залежали від пористості пласта, причому породи з пористістю $< 7\%$ – непродуктивні (рис. 6.35), за пористості 14% – $k_{н.п}$ досягала 72% . Витіснялась нафта з матриці за нафтонасиченості $> 19\text{--}40\%$.

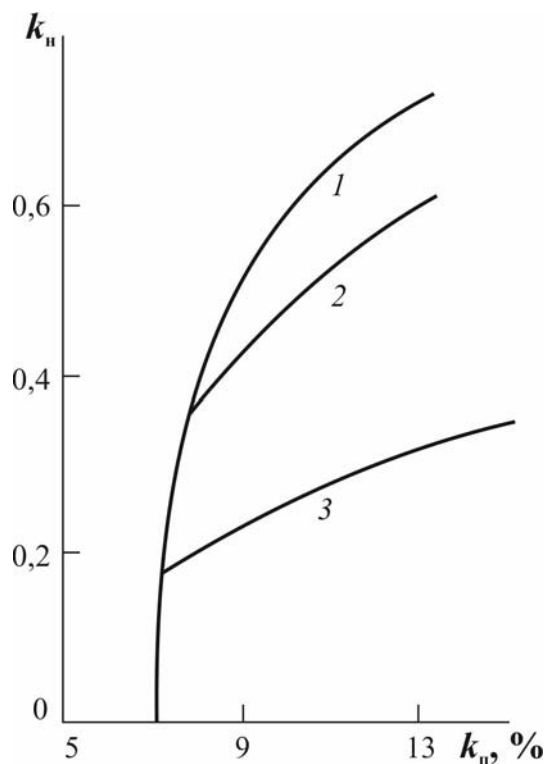


Рис. 6.35. Зв'язок між коефіцієнтами нафтонасиченості k_n і пористості k_n матриці гірських порід (за Є.В. Соколовським, Ю.І. Тречніковим):

1 – зведений графік зміни початкової нафтонасиченості; 2, 3 – зміни залишкової нафтонасиченості порід аптського покладу в родовищах Малгобек-Вознесенка-Алі-Юрт (2) та Карабулак-Ачалуки (3)

Таблиця 6.1

**Значення параметрів, відсоток аптських теригенних колекторів
на родовищах Карабулак-Ачалуки (над рискою) і
Малгобек-Вознесенка-Алі-Юрт (під рискою)**

Інтервал значень пористості, %	Частка об'єму інтервалу в ефективному об'ємі покладу	Коефіцієнт				Частка запасів інтервалу	
		початкової нафтонасиченості матриці	залишкової нафтонасиченості матриці	витіснення нафти	вилучення нафти	загальних	балансових (видобувних)
7–8	$\frac{19,5}{18,0}$	$\frac{25}{32}$	$\frac{19}{32}$	$\frac{32,0}{0}$	$\frac{13,8}{0}$	$\frac{6,0}{8,9}$	$\frac{3,5}{0}$
8–9	$\frac{9,9}{20,5}$	$\frac{40}{32}$	$\frac{21}{32}$	$\frac{47,5}{0}$	$\frac{20,4}{0}$	$\frac{5,5}{10,1}$	$\frac{4,7}{0}$
9–10	$\frac{10,4}{23,2}$	$\frac{55}{55}$	$\frac{24}{45}$	$\frac{56,4}{81,2}$	$\frac{24,2}{7,8}$	$\frac{8,8}{23,2}$	$\frac{9,1}{29,2}$
10–11	$\frac{14,3}{4,3}$	$\frac{60}{60}$	$\frac{26}{40}$	$\frac{56,7}{18,3}$	$\frac{24,4}{7,9}$	$\frac{14,5}{5,2}$	$\frac{15,2}{6,6}$
11–12	$\frac{13,5}{15,6}$	$\frac{65}{65}$	$\frac{28}{53}$	$\frac{56,9}{18,5}$	$\frac{24,5}{7,9}$	$\frac{22,4}{22,0}$	$\frac{23,4}{27,3}$
12–13	$\frac{7,5}{14,1}$	$\frac{69}{69}$	$\frac{30}{57}$	$\frac{56,5}{17,4}$	$\frac{24,3}{7,5}$	$\frac{10,4}{23,4}$	$\frac{10,9}{28,0}$
13–14	$\frac{12,8}{3,9}$	$\frac{72}{72}$	$\frac{32}{60}$	$\frac{55,6}{16,7}$	$\frac{23,9}{7,2}$	$\frac{20,2}{7,3}$	$\frac{20,6}{8,4}$
14–15	$\frac{6,6}{0}$	$\frac{73}{0}$	$\frac{33}{0}$	$\frac{55,4}{0}$	$\frac{23,8}{0}$	$\frac{11,3}{0}$	$\frac{11,7}{0}$
15–16	$\frac{0,5}{0}$	$\frac{74}{0}$	$\frac{34}{0}$	$\frac{54,7}{0}$	$\frac{23,5}{0}$	$\frac{0,9}{0}$	$\frac{0,9}{0}$

Нафтонасиченість колекторів тріщинно-порового типу значною мірою залежить від пористості, що обумовлює необхідність диференціації запасів у поровій частині пустотного простору на «вузькі» інтервали значень коефіцієнта відкритої пористості. Слід зауважити, що використання середніх значень для підрахунку запасів може призвести до істотних похибок. Розрахунок загальних запасів покладу в аптських відкладах родовища Карабулак-Ачалуки за середнім значенням параметрів

дав завищення запасів (порівняно з пропонованим способом) на 17 %. Завищення видобувних запасів ще більше.

Розрахунок нафтогазонасичених об'ємів колекторів за «вузькими» інтервалами значень коефіцієнта відкритої пористості – доволі трудомістка процедура, що потребує побудови багатьох карт. Щоб скоротити обсяг графічних і розрахункових робіт, ті ж об'єми колекторів без втрати точності можна отримати, застосувавши методику розрахунку для порід, що характеризуються взаємозв'язком параметрів. Для цього в кожному продуктивному інтервалі розрізу розраховують значення коефіцієнтів ефективної пористості $k_{п.еф}$. Середнє значення по свердловині $k_{п.еф.св}$ визначають зважуванням значень $k_{п.еф}$ інтервалів за їх товщиною.

Запаси нафти або вільного газу відкритого покладу пластового типу підраховують за формулами без складання карт ізопакіт:

$$Q_{н0} = \sum_{к.к} F k_{п.еф.св} \theta_{рн};$$

$$Q_{г0} = \sum_{к.к} F k_{п.еф.св} K_p K_t.$$

Запаси масивних, літологічно і стратиграфічно обмежених покладів визначають на основі карт ізопакіт:

$$Q_{н0} = \sum_{к.к} k_{п.еф.св} \theta_{рн} \iint_F h_{н.еф}(x, y) dx dy;$$

$$Q_{г0} = \sum_{к.к} k_{п.еф.св} K_p K_t \iint_F h_{г.еф}(x, y) dx dy.$$

На наступних стадіях вивчення покладів для підрахунку запасів нафти або вільного газу в поровій частині пустотного простору колектора тріщинно-порового типу для кожного об'єкта складають карту з ізоліній $h_{н.еф} k_{п.еф}$. Відповідно до цього формули варіантів об'ємного методу матимуть такий вигляд:

$$Q_{н0} = \sum_{к.к} \theta_{рн} \iint_F (h_{н.еф} k_{п.еф})(x, y) dx dy;$$

$$Q_{г0} = \sum_{к.к} K_p K_t \iint_F (h_{г.еф} k_{п.еф})(x, y) dx dy.$$

Як уже зазначалось, середнє значення $k_{п.еф}$ в обох випадках встановлюють зважуванням по об'єму колекторів. За закономірної зміни по площі параметрів нафти вони вводяться під знак інтегралів.

Запаси у тріщинній частині пустотного простору підраховують за наведеними вище формулами для колекторів цього типу.

Колектори змішаного типу. У колекторах змішаного типу, пов'язаних з потужними товщинами карбонатних порід, пустотний простір визначається міжзерною пористістю, тріщинуватістю і кавернозністю. На всіх стадіях вивченості покладів у колекторах змішаного типу запаси нафти або газу можна підраховувати за формулами підрахунку запасів у колекторах порового типу. Наявність каверн у розрізі враховує частка кавернозної складової загальної пустотності, що додається до міжзернової

пористості, а тріщинність порових інтервалів – показник відкритої пористості.

6.7. Особливості підрахунку запасів нафти і газу в нафтогазових і газонафтових покладах

Двофазовий стан покладів значно ускладнює не тільки процес розвідки та розробки, а й підрахунок запасів нафти і вільного газу. У газонафтових покладах необхідно проводити додаткові дослідження з метою обґрунтування положення газонафтового контакту, кондиційних меж окремо для нафтової і газової частин покладу, оскільки газ має більшу проникність, ніж нафта. Значно ускладнюється процес геометризації пластових склепінних покладів з нафтовою облямівкою.

Положення газонафтового контакту в місцях перетину пласта свердловиною визначають за даними ГДС, а також випробувачем пластів на кабелі. Серед геофізичних методів найінформативнішими є нейтронні методи, але за умови повного розформування зони проникнення фільтрату глинистого розчину. Доволі ефективні для визначення положення газонафтового контакту також гідродинамічні дослідження приладами на кабелі.

Найскладнішою проблемою при обґрунтуванні підрахункових параметрів і підрахунку запасів є геометризація газонафтових покладів, особливо їх нафтових ділянок по покладах пластового типу (рис. 6.36, *Ia*, *Iб*, *IIa*, *IIIб*). Якщо даних по свердловинах для побудови карти ізопакіт недостатньо, то на будь-якій стадії вивченості покладу (крім стадії пошуків) можна скористатись методом, який дає змогу скласти такі карти по нафтовій частині підрахункового об'єкта, але за умови її взаємозв'язку з газовою частиною. Для цього на першому етапі складають карту ізоліній нафтогазонасичених товщин підрахункового об'єкта, яка відповідає даній стадії вивченості з урахуванням кондиційних меж параметрів продуктивних пластів як по газовій, так і нафтовій частинах покладу. Для побудови цієї карти по кожній свердловині враховують суму виділених ефективних нафтонасичених і газонасичених товщин досліджуваного об'єкта.

На другому етапі складають карту ефективних газонасичених товщин, тільки по газовій частині покладу. Методичні прийоми побудови карт аналогічні побудові цих карт для пластового (див. рис. 6.34, *IIa*, *IIIб*) або масивного (*IVa*, *IVб*) покладів.

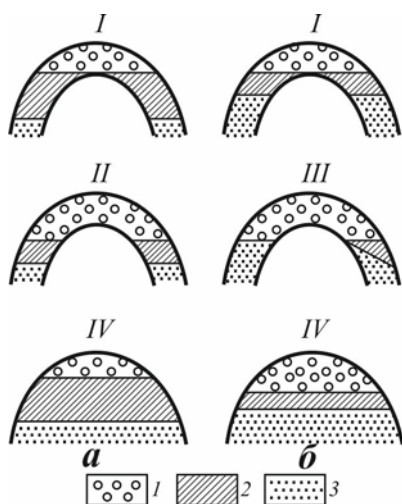


Рис. 6.36. Принципові схеми розміщення нафтогазових і газонафтових покладів (за З.Г. Борисенко):

a – поклади з газовими шапками; *б* – поклади з нафтовими облямілками; 1 – газ; 2 – нафта; 3 – вода

Карту ізопакіт нафтонасичених товщин отримують геометричним відніманням значень із карти в ізолініях газонасичених товщин від значень із карти ізоліній нафтогазонасичених товщин. При побудові карти в ізолініях нафтогазонасичених товщин слід звернути увагу на те, що на зовнішньому контурі газонасиченості й на внутрішньому контурі нафтонасиченості ізопакіти мають бути зі зломом.

У масивних газонафтових покладах форма газової частини завжди має форму масивного покладу, що й визначає спосіб побудови карти ізопакіт на різних стадіях вивченості.

На відкритому покладі пластового типу за даними однієї свердловини складати карту в ізолініях нафтонасичених товщин пласта недоцільно, оскільки достовірність її дуже низька. Об'єм колекторів нафтової частини покладу на цій стадії визначають як різницю між нафтогазонасиченим об'ємом ($V_{н.г}$), визначеним за картою в ізолініях нафтогазонасичених товщин і газонасиченим об'ємом ($V_{г}$), який встановлюють за картою в ізолініях газонасичених товщин. Отже, середню ефективну нафтогазонасичену товщину нафтової частини покладу визначають за формулою

$$\bar{h}_{н.еф} = (V_{н.г} - V_{г}) / F_{н},$$

де $F_{н}$ – площа нафтової частини покладу в межах зовнішнього контуру нафтонасиченості або обмежена зовнішнім контуром нафтонасиченості і внутрішнім контуром газонасиченості.

Аналогічно обчислюють об'єми середніх нафтонасичених товщин малопотужних нафтових облямівок.

При підрахунку запасів нафти газонафтових покладів доцільно дотримуватись послідовності диференціації підрахункових об'єктів (за

аналогією з нафтовими покладами). Проте разом із нафтовою й водонафтовою зонами по кожному об'єкту на відповідній стадії треба виділяти газонафтові зони і вести підрахунок запасів диференційовано по кожній з них.

VII. МЕТОДИ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ І ВІЛЬНОГО ГАЗУ, ЩО ГРУНТУЮТЬСЯ НА ПРИНЦИПІ МАТЕРІАЛЬНОГО БАЛАНСУ

7.1. Суть та умови застосування методів

Основою методу матеріального балансу є закономірні зміни фізичних параметрів нафти, газу і скелета породи залежно від зниження пластового тиску під час розробки покладів вуглеводнів. У процесі видобування з пласта рідини (нафти, води) і газу безперервно змінюється насиченість його порового простору зазначеними флюїдами.

Слід мати на увазі, що рівноважний стан у пласті, який існував на початковій стадії розробки, в процесі видобутку флюїдів порушується, особливо за наявності в ньому значних фаціальних змін. Це ускладнює точне визначення середнього пластового тиску, для якого встановлюють всі коефіцієнти, які входять до розрахункової формули. Тому при застосуванні методу матеріального балансу на дату підрахунку треба будувати карту ізобар. Для цього використовують величини пластового тиску, приведені до середини висоти покладу. На основі карти ізобар підраховують середньозважений по площі (або по об'єму пласта) пластовий тиск. Він і є вихідним при визначенні всіх параметрів, які залежать від його величини.

Цілком очевидно, що в окремих випадках за значних аномалій у розподілі пластових тисків визначення його середньої величини буде менш надійним, що, у свою чергу, знизить точність встановлення окремих параметрів.

Метод матеріального балансу потребує ретельного вивчення пластової системи (порода-колектор і нафта, газ та вода, що її насичують) із самого початку розробки. Для цього необхідно з певною періодичністю і максимальною точністю проводити геолого-промислові дослідження: систематично вимірювати пластові тиски у свердловинах глибинними манометрами, вести ретельний облік відбору нафти, газу і води, досліджувати керн і глибинні проби нафти, вивчати пластові вуглеводневі системи та ін.

Виведення рівняння матеріального балансу базується на вивченні балансу між початковим об'ємом вуглеводнів, які містяться в надрах, і кількістю вуглеводнів, які видобуті й залишилися в надрах, або на визначенні об'єму пор у пласті, який вивільнився в процесі видобування нафти, води і газу. Відповідно до цього рівняння матеріального балансу можна виводити на основі одного з двох положень: 1) збереження кількості флюїдів покладу (тобто сталість суми кількостей видобутих і тих, що залишилися в надрах, вуглеводнів, які вимірюють у вагових або

об'ємних одиницях); 2) збереження простору покладу (сталість об'єму пор, спочатку зайнятих нафтою і газом).

При застосуванні методу матеріального балансу стан пласта розглядають у динаміці – залежно від відбору рідини, газу і зниження пластового тиску.

Як уже зазначалось, при підрахунку запасів методом матеріального балансу застосовують певні поточні параметри, які визначаються для даного поточного пластового тиску.

У рівняння матеріального балансу входять такі параметри:

Q_0 – загальні (початкові) запаси нафти в об'ємних одиницях за стандартних умов;

Q_n – накопичений видобуток нафти в об'ємних одиницях на дату складання рівняння балансу за стандартних умов;

r – газовміст (число об'ємів газу, розчиненого в одному об'ємі нафти) за поточного пластового тиску P (на дату складання рівняння балансу), виміряний за стандартних умов;

r_0 – газовміст (число об'ємів газу, розчиненого в одному об'ємі нафти) за початкового пластового тиску P_0 , виміряний за стандартних умов;

b – об'ємний коефіцієнт однофазової пластової нафти на дату підрахунку запасів (при розчиненні в нафті r об'ємів газу за поточного пластового тиску P на дату підрахунку);

b_0 – об'ємний коефіцієнт однофазової пластової нафти на початок розробки (при розчиненні в нафті r_0 об'ємів газу за початкового пластового тиску P_0);

v_p – об'ємний коефіцієнт пластового газу за поточного пластового тиску P на дату підрахунку запасів

$$v_p = \frac{1,033}{P} \frac{T + t_{\text{мл}}}{T + t_{\text{ст}}} Z = 0,000352 \frac{T + t_{\text{мл}}}{P} Z;$$

v_0 – об'ємний коефіцієнт пластового газу за початкового пластового тиску P_0

$$v_0 = \frac{1,033}{P_0} \frac{T + t_{\text{мл}}}{T + t_{\text{ст}}} Z = 0,00351 \frac{T + t_{\text{мл}}}{P_0} Z;$$

r_p – середній газовий фактор за період видобутку Q_n об'ємів нафти (тобто за період зниження тиску від P_0 до P), віднесений до стандартних умов; визначають як частку від ділення накопиченого видобутку газу на накопичений видобуток нафти на дату підрахунку запасів;

Q_g – початкові загальні запаси вільного газу в газовій шапці в об'ємних одиницях за стандартних умов;

δ – відношення об'єму пласта, який містить газ у газовій шапці (за пластових умов), до об'єму пласта, який містить нафту з розчиненим у ній газом (також за пластових умов); за сталих ефективної пористості та

товщини пласта це відношення дорівнюватиме частці від ділення площі, обмеженої контуром газоносності, на площу нафтоносності, що розміщена між контурами водоносності й газоносності:

$$\delta = \frac{Q_r v_0}{Q_0 b_0}, \text{ або}$$

$$Q_r v_0 = \delta Q_0 b_0,$$

звідки початкові загальні запаси вільного газу в газовій шапці можна визначити за формулою

$$Q_r = \frac{\delta Q_0 b_0}{v_0};$$

W – кількість об'ємних одиниць води, що надійшла в пласт, за період падіння пластового тиску від P_0 до P , виміряна за стандартних умов;

w – кількість об'ємних одиниць видобутої води за період падіння пластового тиску від P_0 до P , виміряна за стандартних умов;

b_1 – об'ємний коефіцієнт двофазової суміші пластової нафти і газу (нафтогазова суміш), який враховує зміну одиниці об'єму нафти за контактного методу її дослідження шляхом зниження пластового тиску від P_0 до P ; у цьому разі при зниженні пластового тиску від P_0 до P з нафти виділяється $r_0 - r$ об'ємів газу, який за тиску P контактував з нафтою і займав об'єм $(r_0 - r)V_p$, тоді коефіцієнт двофазової суміші можна визначити за виразом

$$b_1 = b + (r_0 - r)V_p,$$

звідки

$$b = b_1 - r_0 V_p + r V_p.$$

У зв'язку з вищевказаними визначеннями об'ємних коефіцієнтів пластової нафти слід мати на увазі, що коефіцієнт b змінюється прямо пропорційно зміні пластового тиску, а коефіцієнт b_1 – обернено пропорційно (через наявність газової фази), тобто з підвищенням тиску зменшується, а зі зниженням пластового тиску відповідно збільшується.

7.1.1. Виведення рівняння матеріального балансу на основі положення про збереження кількості флюїдів

Виведення рівняння базується на твердженні, що первинна кількість вуглеводнів (в об'ємних одиницях) у пласті, приведених до деякого тиску, дорівнює сумі вуглеводнів (в об'ємних одиницях), що видобуті та залишилися в пласті, приведених до того ж тиску.

Оскільки кількість нафти, що залишилася в пласті, підрахувати складно, такий баланс вуглеводнів зручніше й точніше вести по газу, а саме: кількість об'ємів газу, яка первинно знаходилась у пласті, приведена до стандартних умов, дорівнює сумі об'ємів видобутого газу і того, що залишився в пласті, також приведених до стандартних умов.

Пласт, який містить насичену газом нафту, до початку розробки має газову шапку, у процесі розробки приконтурні води переміщуються, газ із газової шапки не видобувається.

Розглянемо баланс газу (в об'ємних одиницях) у разі вилучення Q_n об'ємів нафти і падіння пластового тиску від P_0 до P .

1. Первинний вміст газу (в об'ємних одиницях) у пласті на початок розробки, заміряний за стандартних умов, визначається:

а) вмістом вільного газу в межах газової шапки – $Q_g = (\delta Q_0 b_0)/V_0$;

б) вмістом газу, розчиненого в нафті – $Q_0 r_0$.

Отже, первинний вміст газу в пласті на початок розробки за стандартних умов дорівнював $(\delta Q_0 b_0)/V_0 + Q_0 r_0$.

2. Кількість газу (видобуток в об'ємних одиницях), видобутого разом із Q_n об'ємами нафти на дату підрахунку, коли середній пластовий тиск у пласті дорівнював P , становить (за стандартних умов) $Q_n r_p$.

3. Кількість газу (в об'ємних одиницях), яка залишилася в пласті на дату підрахунку за пластового тиску P (за стандартних умов), визначається:

а) кількістю вільного газу в об'ємі первинної газової шапки – $(\delta Q_0 b_0)/V_p$;

б) кількістю вільного газу, який заповнив об'єм, що вивільнився в пласті внаслідок осідання нафти, що залишилася в пласті – $(Q_0 - Q_n)(b_0 - b)$; та вивільнення об'єму в результаті вилучення Q_n об'ємів нафти – $Q_n b_0$; отже, загальний об'єм вивільнених пор, становитиме $(Q_0 - Q_n)(b_0 - b) + Q_n b_0$; однак не весь об'єм пор пласта, який вивільнився, може бути заповнений вільним газом; частина його заповнюється водою, яка надійшла в пласт, цей об'єм становить $W - w$, тому об'єм пор, що вивільнився внаслідок осідання нафти і видобутку Q_n об'ємів нафти за пластових умов, буде меншим на величину $W - w$ і дорівнюватиме $(Q_0 - Q_n)(b_0 - b) + Q_n b_0 - (W - w)$; обчислений об'єм пор, який вивільнився, заповниться вільним газом, що виділиться з нафти в разі падіння пластового тиску від P_0 до P ; за тиску P у цьому об'ємі може міститись $\frac{(Q_0 - Q_n)(b_0 - b) + Q_n b_0 - (W - w)}{V_p}$ об'ємів газу, виміряних за стандартних

умов;

в) кількістю розчиненого газу, яка залишилася в нафті у пласті $(Q_0 - Q_n)r$.

Рівняння матеріального балансу в цьому випадку набуде такого вигляду (за умови, що газ із газової шапки не видобувається):

$$\frac{\delta Q_0 b_0}{V_0} + Q_0 r_0 = Q_n r_p + \frac{\delta Q_0 b_0}{V_p} + \frac{(Q_0 - Q_n)(b_0 - b) + Q_n b_0 - (W - w)}{V_p} + (Q_0 - Q_n)r.$$

Після спрощення отримаємо

$$(Q_0 \frac{\delta b_0 V}{V_0} + r_0 V_p - \delta b_0 - b_0 + b - r V_p) = Q_n (r_p V_p - b_0 + b + b_0 - r V_p) - (W - w).$$

Підставивши в отриманий вираз значення b , яке дорівнює $b = b_1 - (r_0 - r)V_p$, і звівши подібні члени, отримаємо остаточне рівняння

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0)V_p] - (W - w)}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{V_0}(V_p - V_0)}.$$

Слід мати на увазі, що при визначенні запасів нафти за цим рівнянням матеріального балансу підраховують так звану активну нафту, яка задіяна в перерозподілі флюїдів при зміні пластового тиску.

Щоб отримати промислові видобувні запаси, потрібно ще оцінити коефіцієнт нафтовіддачі (η). Тоді видобувні (промислові) запаси нафти дорівнюватимуть $Q_{\text{пром}} = Q_0 \eta$.

На відміну від загальних запасів нафти, що визначені за методом матеріального балансу (Q_0), запаси, підраховані за формулою об'ємного методу (Q), за сучасної технології видобутку не можуть бути повністю видобуті, бо, відповідно до лабораторних досліджень Леверетта та інших вчених, за 20 %-го залишкового вмісту нафти в порах пласта разом з іншими флюїдами (водою і газом) фазова проникність нафти мала, ця частина нафти є інертною і практично не видобувається.

Отже, активні запаси нафти (Q_0), визначені за методом матеріального балансу, співвідносяться із запасами, визначеними за формулою об'ємного методу (Q), як $Q_0 = 0,8Q$.

7.1.2. Виведення рівняння матеріального балансу на основі сталості об'єму пор, первинно зайнятого нафтою і газом

Виведення рівняння базується на твердженні, що об'єм пор який вивільнився за пластових умов (у результаті видобутку нафти, газу і води, а також осідання нафти) дорівнює об'єму пор, який буде зайнятий (у результаті розширення газової шапки, виділення газу з нафти і надходження в пласт води).

У цьому разі передбачається сталість об'єму нафтового пласта протягом усього періоду його розробки, незважаючи на те, що частина об'єму, первинно зайнятого тільки нафтою і газом, у подальшому може бути зайнята приконтурною водою, яка надійде в пласт. Роль зв'язаної води при цьому не враховують, так як передбачається, що вона не бере участі в перерозподілі нафти, газу і приконтурної води.

Пласт містить насичену газом нафту, до початку розробки має газову шапку, у процесі розробки приконтурні води переміщуються, газ із газової шапки не видобувається.

Первинний об'єм пор пласта, що зайнятий нафтою і газом, складається з:

1) частини об'єму пор пласта, що зайнятий нафтою з розчиненим у ній газом – $Q_0 b_0$;

2) частини об'єму пор пласта, що зайнятий вільним газом газової шапки – $Q_e V_0$.

Отже, первинний об'єм пор пласта за пластових умов, що зайнятий нафтою і газом, дорівнює $Q_0 b_0 + Q_e V_0$.

Розглянемо перерозподіл об'єму пор, зайнятого нафтою (з розчиненим у ній газом), вільним газом і водою, що надійшла в пласт у результаті видобутку Q_n об'ємів нафти за зниження пластового тиску від P_0 до P .

1. Об'єм пор у пласті, що вивільнився в результаті зниження пластового тиску від P_0 до P , складається з:

а) об'єму, що вивільнився за пластових умов у результаті видобутку Q_n об'ємів нафти – $Q_n b_0$;

б) об'єму, що вивільнився в пласті в результаті осідання нафти, що залишилася в пласті – $(Q_0 - Q_n)(b_0 - b)$;

в) об'єму, що вивільнився в результаті видобутку деякої надлишкової кількості газу, більшої від тої, що розчинена в нафті, при видобутку Q_n об'єму нафти. Оскільки кожна одиниця (за стандартних умов) видобутого надлишкового газу займатиме в пласті за тиску P об'єм V_p , то в пластових умовах об'єм, що вивільнився, становитиме $Q_n (r_p - r_0) V_p$;

г) об'єму, що вивільнився в результаті видобутку деякого об'єму води w .

Цей об'єм пор, що вивільнився в пласті, буде заповнюватись вільним газом газової шапки, який розширюватиметься, газом, що виділиться з нафти, і приконтурною водою, яка надійде в пласт. Якщо за недостатньо інтенсивного надходження в пласт води у вивільненому об'ємі (в пласті) тиск буде меншим за P , то для забезпечення заданих нами умов – підтримання в пласті тиску P – необхідно закачати в газову шапку деякий об'єм газу g_i (вимірний за стандартних умов). Якщо цей захід виявиться недостатнім для досягнення тиску P , то одночасно з'явиться необхідність закачування деякої кількості води W_i в приконтурну частину покладу для забезпечення тиску P після вилучення Q_n об'ємів нафти.

Відповідно до цих міркувань розглянемо характер перерозподілу нафти, газу і води в пласті та заповнення ними об'єму, що вивільнився в результаті зниження пластового тиску від P_0 до P .

2. Зайнятий у пласті об'єм пор при зниженні пластового тиску від P_0 до P складається з:

а) об'єму, зайнятого вільним газом газової шапки, що розширився; первинний вміст газу в газовій шапці за стандартних умов становив $\delta Q_0 b_0 / V_0$; одиниця об'єму газу (за стандартних умов) займатиме за

пластових умов при тиску P_0 об'єм V_p (при цьому $V_p > V_0$); отже, об'єм, додатково зайнятий вільним газом газової шапки внаслідок його розширення в пластових умовах буде $Q_r V_p - Q_r V_0 = \frac{\delta Q_0 b_0}{V_0} (V_p - V_0)$;

б) об'єму, зайнятого вільним газом, який виділився з нафти, що залишилася в пласті при падінні пластового тиску від P_0 до P ; оскільки кожна одиниця об'єму (вимірюного за стандартних умов) газу, що виділився з нафти за тиску P в пластових умовах, матиме об'єм V_p , то об'єм, який займе вільний газ, що виділиться з нафти, яка залишилася в пласті за пластових умов, дорівнюватиме $(Q_0 - Q_H) (r_0 - r_p) V_p$;

в) об'єму, який зайнятий водою, що надійшла в пласт, W ;

г) об'єму води, закачаної в пласт W_i (в об'ємних одиницях), якщо приконтурна вода, яка надійшла в пласт, не забезпечує відновлення в покладі прийнятого середнього пластового тиску P ;

д) об'єму газу, закачаного в пласт g_i (в об'ємних одиницях за стандартних умов), якщо об'єм води, закачаної в пласт W_i , не забезпечує відновлення в покладі прийнятого середнього пластового тиску P ; оскільки кожна одиниця об'єму газу (за стандартних умов) за тиску в пластових умовах займе об'єм V_p , то об'єм газу g_i , що закачується (вимірюний за стандартних умов) у пластових умовах займе об'єм $g_i V_p$.

Згідно із умовою сталості об'єму пор, об'єм, що вивільнився в пласті при зниженні пластового тиску від P_0 до P , має дорівнювати об'єму пор, зайнятому вільним газом і водою.

Тоді рівняння матеріального балансу набуде вигляду

$$\begin{aligned} Q_H b_0 + (Q_0 - Q_H)(b_0 - b) + Q_H(r_p - r_0)V_p + w = \\ = \frac{\delta Q_0 b_0}{V_0} (V_p - V_0) + (Q_0 - Q_H)(r_p - r_0)V_p + W + W_i + g_i V_p. \end{aligned}$$

Перетворивши це рівняння і замінивши b на тотожний йому вираз $b_1 - (r_0 - r)V_p$, отримаємо

$$Q_0 b_1 - Q_0 b_0 + \frac{\delta b_0 Q_0}{V_0} (V_p - V_0) = Q_H b_1 - Q_H r_0 V_p + Q_H r_p V_p - W - W_i - g_i V_p,$$

або остаточно

$$Q_0 = \frac{Q_H [b_1 + (r_p - r_0)V_p] - (W + W_i - w) - g_i V_p}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{V_0} (V_p - V_0)}.$$

Цей вираз спрощується, якщо немає потреби в закачуванні води і газу, оскільки відповідні члени W_i і $g_i V_p$ перетворюються на нулі й рівняння набуде вигляду

$$Q_0 = \frac{Q_H [b_1 + (r_p - r_0)V_p] - (W - w)}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{V_0} (V_p - V_0)}.$$

Цим рівнянням також можна скористатись для колекторів, у яких відсутні:

1) напір води – в цьому випадку член $(W - w) = 0$ і рівняння матеріального балансу буде

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0)V_p]}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{V_0}(V_p - V_0)};$$

2) газова шапка – в цьому разі член $\frac{\delta b_0}{V_0}(V_p - V_0) = 0$, оскільки $\delta = 0$ і рівняння матеріального балансу зведеться до

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0)V_p] - (W - w)}{b_1 - b_0};$$

3) одночасно напір води і газової шапки – в цьому випадку обидва вищевказані члени дорівнюють нулю, і формула методу матеріального балансу значно спрощується

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0)V_p]}{b_1 - b_0}.$$

Отже, виведені рівняння придатні для визначення початкових запасів нафти. Їх також можна використати (якщо відомі первинні запаси нафти) для визначення кількостей води і газу, необхідних для закачування в пласт з метою підтримання середнього пластового тиску.

Чимало дослідників (Р.С. Андріасов, В.М. Добринін, І.Д. Амелін, В.Н. Майдебор та ін.) при виведенні рівняння матеріального балансу використовують додаткові параметри. Однак спроби уточнити формулу матеріального балансу цим способом не досягали мети, бо визначення додаткових параметрів є надто складним. Коли в одну із цих формул крім раніше вказаних вводяться ще й такі параметри, як коефіцієнти стисливості пор, стисливості зв'язаної води, водонасиченості, стисливості нафти, то без особливих пояснень очевидна складність точного визначення цих параметрів. Отже, введення їх у формулу обумовлює додаткові неточності, в зв'язку з чим застосування формули для підрахунку запасів нафти без введення в неї додаткових складних параметрів повністю виправдане.

Підрахунок запасів нафти за виведеними рівняннями особливо спрощений для пластів, у яких приконтурні води не переміщуються (тобто для пластів, що мають пружний режим без активного руху вод). Якщо ж вода в пластах переміщується, необхідно визначити її об'єм W , що надійшов у пласт.

Існують різні методи визначення об'єму води, що надійшла у пласт. Найпростіший із них ґрунтується на визначенні розміру площі, що обводнилась з початку розробки до дати підрахунку за відомих початкового і поточного (на дату підрахунку) контурів нафтоносності.

У цьому разі формула для визначення об'єму води, що надійшла у пласт, така:

$$W = Fhm\beta \cdot 0,8, \quad (7.1)$$

де F – обводнена площа, m^2 ; h – ефективна середня товщина пласта обводненої частини площі, m ; m – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці; β – коефіцієнт нафтонасиченості, частка одиниці; $0,8$ – коефіцієнт видобутку нафти (припускають, що за сучасної технології видобутку нафти $0,2$ запасів залишається в надрах).

З цієї формули можна бачити, що об'єм води, яка надійшла у пласт, визначається як об'єм порового простору, що вивільнився унаслідок зменшення площі нафтоносності пласта.

Р.І. Шильтуїс запропонував визначати об'єм води, що надійшла у пласт, на основі вивчення промислових даних і виявлення періодів стабільності пластового тиску за сталого об'єму видобутку (нафти і води).

В. Херст для обчислення кількості води, що надійшла у пласт, вивчав характер розподілу пластових тисків у покладі і в межах водонапірної системи, Р. Вудс і М. Маскет – склали для цього чотири рівняння, які характеризують величину запасів та співвідношення в пласті кількостей вільного газу, нафти і води, що надійшла у пласт (як невідомої величини). Найліпші результати дає метод, запропонований А.Ф. Ван Евердингеном і В. Херстом, однак він потребує знання окремих параметрів, формули об'ємного методу, зокрема початкових запасів нафти, які підраховують об'ємним методом і деяких інших параметрів, а це робити доволі складно. Тому для визначення кількості води, що надійшла у пласт, найприйнятнішим є рівняння (7.1).

Треба зазначити, що на ранній стадії розробки пласта метод матеріального балансу застосовувати не слід, оскільки всі параметри ще знаходяться у статичному стані й простежити за їх зміною можна тільки після створення в пласті більш-менш достатньої депресії.

7.2. Визначення об'ємних характеристик нафти, газу і води

7.2.1. Визначення коефіцієнта стисливості пластової нафти

Коефіцієнт стисливості (об'ємного пружного розширення нафти) $\beta_{ст}$ характеризує інтенсивність зміни її об'єму під дією тиску:

$$\beta_{ст} = (V_n - V_{n0}) / V_{n0} \Delta P = (b - b_0) / b_0 \Delta P,$$

де V_{n0} , V_n – об'єми нафти за тисків відповідно P_0 і P , m^3 .

Величина $\beta_{ст}$ залежить від складу нафти, кількості розчиненого в ній газу, пластової температури і тиску. З ростом пластової температури і газонасиченості нафти $\beta_{ст}$ збільшується, з підвищенням тиску – зменшується.

Найточніше значення коефіцієнта $\beta_{ст}$ можна отримати при диференціальному дегазуванні глибинних проб нафти.

Якщо відомі тиск, температура і критичні властивості рідини, коефіцієнт стисливості нафти, недонасиченої газом ($P_{пл} > P_{нас}$), визначають за допомогою псевдокритичних параметрів за рівнянням

$$\beta_{ст} = \beta_{ст.п.пр} / P_{п.кр},$$

де $\beta_{ст.п.пр}$ – коефіцієнт приведеної псевдокритичної стисливості нафти.

$$\text{Оскільки } P_{п.кр} = P / P_{п.пр}, \text{ то } \beta_{ст} = \beta_{ст.п.пр} P_{п.пр} / P.$$

Коефіцієнт $\beta_{ст.п.пр}$ визначають за графічною залежністю його від приведених псевдокритичних тиску і температури (рис. 7.1). Псевдокритичні параметри можна розрахувати скориставшись даними про склад нафти, за формулами 4.3 і 4.4. Проте для більшості компонентів нафти дані про їх критичні властивості відсутні. У такому разі А. Трюбе запропонував використовувати для знаходження величини $\beta_{ст.п.пр} / P_{п.кр}$ залежності, наведені на рис. 7.1.

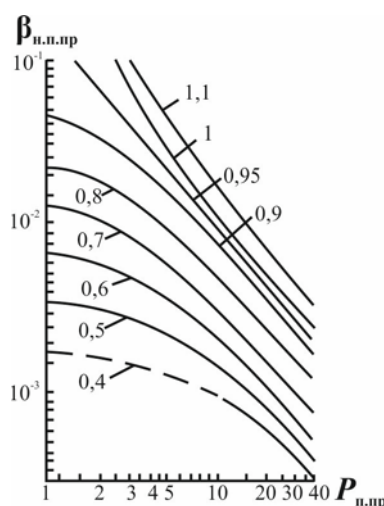


Рис. 7.1. Залежність коефіцієнта приведеної псевдокритичної стисливості нафти $\beta_{п.п.пр}$ від приведених псевдокритичних тисків $P_{п.пр}$ і температури $T_{п.пр}$ (шифр кривих – значення $T_{п.пр}$) (за А. Трюбе)

Приведену псевдокритичну температуру $T_{п.пр}$ для нафти розраховують за виразом (4.5). Її також визначають за даними про тиск насичення і густину пластової нафти (рис. 7.2).

За відсутності результатів необхідних експериментальних досліджень проб пластової нафти в лабораторних умовах для визначення коефіцієнта $\beta_{ст}$ можна скористатись залежністю, наведеною на рис. 8.3. Розглянуту вище залежність, отриману в результаті статистичної обробки даних аналізу глибинних проб нафт, аналітично можна подати рівнянням

$$\beta_{ст} = [1 / (a - bP_{нас})] \cdot 10^{-4}.$$

Параметри цього рівняння для різних значень тиску насичення нафти газом наведено нижче.

$P_{\text{нас}}, \text{Па}$	Параметр a	Параметр b
35	-0,014	0,00076
30	-0,011	0,00091
25	-0,0075	0,00107
20	-0,0035	0,00125
15	-0,0033	0,00153
10	-0,0180	0,00165
5	-0,0367	0,00179

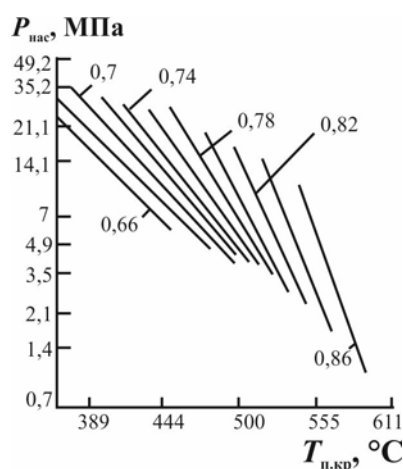


Рис. 7.2. Залежність псевдокритичної температури $T_{\text{п.кр}}$ і густини нафти δ_n від тиску насичення $P_{\text{нас}}$ (за А. Трюбе)
(шифр кривих – значення $\delta_n, \text{т/м}^3$)

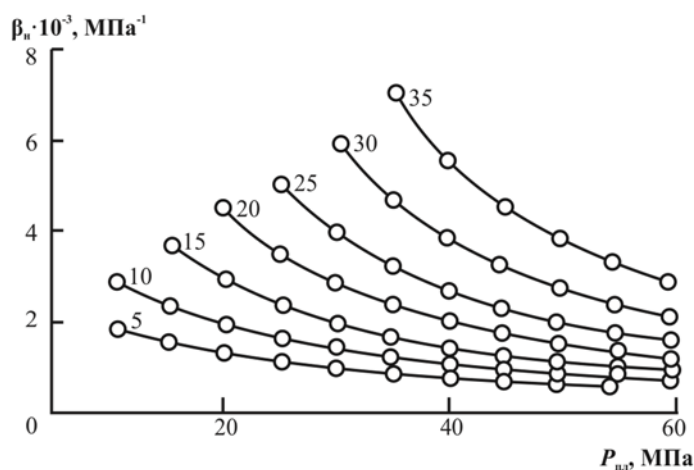


Рис. 7.3. Залежність коефіцієнта стисливості пластової нафти β_n від пластового тиску $P_{\text{пл}}$ і тиску насичення $P_{\text{нас}}$ (за А.Н. Резниковим, А.А. Ярошенко)
(шифр кривих – значення $P_{\text{нас}}, \text{МПа}$)

Коефіцієнт $\beta_{ст}$ можна також визначити експрес-методом за молекулярною масою пластової нафти $M_{н.пл}$ за рівнянням

$$\beta_{ст} = [0,427 + (33,1/M_{н.пл}) + (10210/M_{н.пл}^2)] \cdot 10^{-3}.$$

Величину $M_{н.пл}$ розраховують за формулами (4.1, 4.2). Графічну залежність $\beta_{ст} = f(M_{н.пл})$, побудовану за даними експериментальних досліджень понад 300 пластових вуглеводневих систем, наведено на рис. 7.4. Відносне відхилення експериментальних даних від цієї залежності – 12,3 %.

При підрахунку запасів нафти методом матеріального балансу коефіцієнт стисливості пластової нафти та об'ємний коефіцієнт визначають з урахуванням початкового і поточного пластових тисків на рівні середини покладу.

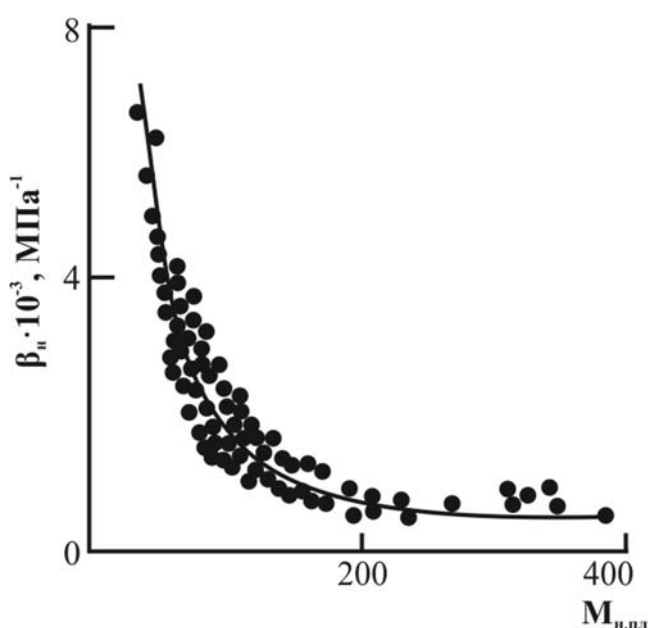


Рис. 7.4. Залежність коефіцієнта стисливості пластової нафти β_n від її молекулярної маси $M_{н.пл}$ (за Г.Ф. Требіним та ін.)

Для цього за експериментальними даними вивчення глибинних зразків нафти будують графіки зміни зазначених коефіцієнтів залежно від тиску (рис. 7.5) для конкретного покладу або групи покладів нафтового району.

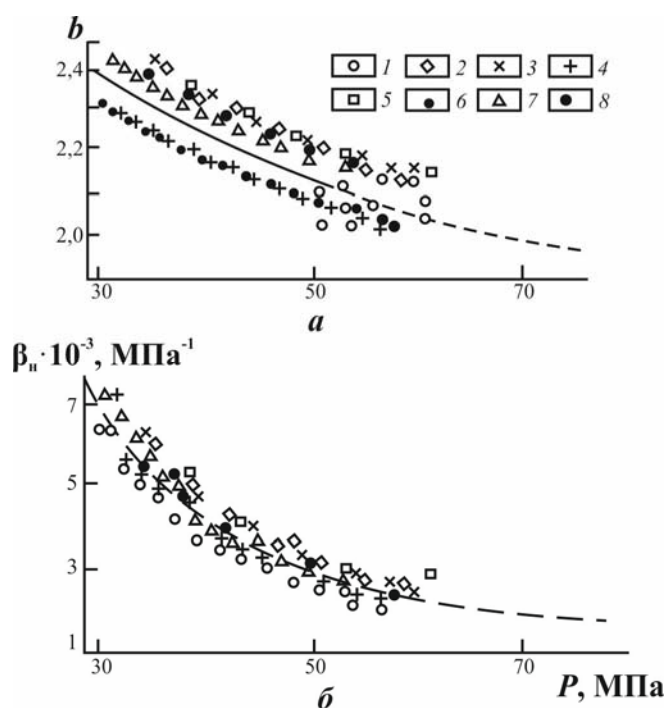


Рис. 7.5. Залежність об'ємного коефіцієнта b (а) і коефіцієнта стисливості β_n (б) нафти верхньокрейдяного покладу родовища Брагуни від тиску P (за А.В. Меркуловим):

1 – 39; 2 – 40; 3 – 43; 4 – 46; 5 – 49; 6 – 52; 7 – 78; 8 – одиничні виміри в інших свердловинах

7.2.2. Визначення об'ємного коефіцієнта природного газу

Об'ємний коефіцієнт пластового газу v_0 – це відношення об'єму газу за пластових умов $V_{г.пл}$ до об'єму тієї ж кількості газу, який він займає за стандартних умов $V_{г.ст}$. Цей коефіцієнт можна визначити за рівнянням Клайперона–Менделєєва, якщо газ як за пластових, так і за стандартних умов перебуває в газоподібному стані:

$$v_0 = \frac{V_{г.пл}}{V_{г.ст}} = \frac{Z P_{ст} N R T_{пл}}{P_{пл} N R T_{ст}} = Z \frac{P_{ст} T_{пл}}{P_{пл} T_{ст}},$$

де Z – коефіцієнт стисливості (надстисливості) реальних газів; N – число кіломолив газу; R – молекулярна газова стала; $P_{пл}$, $T_{пл}$, $P_{ст}$, $T_{ст}$ – тиски і температури, відповідно, за пластових і стандартних умов.

Оскільки для стандартних умов $P_{ст}/T_{ст} = 0,1033/293 = 0,000352$, то $v_0 = 0,000352 T_{пл} / P_{пл}$.

7.2.3. Визначення об'ємного коефіцієнта і коефіцієнта стисливості пластової води

Вилучення з породи і наступне вивчення зв'язаної води пов'язане з певною складністю, тому про її властивості судять, як правило, за властивостями пластових вод, що приурочені до нафтогазових горизонтів. Однак властивості зв'язаної води і пластових вод, які утворились за різних умов, можуть відрізнитись. І все ж використання деяких властивостей

пластових вод для характеристики зв'язаної води в практичних розрахунках допустиме, оскільки термобаричні умови, в яких вони перебувають у пласті, близькі.

Об'ємний коефіцієнт пластової води λ – це відношення об'ємів води за пластових $V_{в.пл}$ і стандартних $V_{в.ст}$ умов:

$$\lambda = V_{в.пл} / V_{в.ст}.$$

Параметр λ залежить від хімічного складу, мінералізації води, кількості розчиненого в ній газу, тиску, температури і для пластових вод нафтових і газових родовищ знаходяться в межах 0,98–1,20. Його визначають за результатами лабораторних досліджень проб пластової води. За їх відсутності розрахунки ведуть за графіками, наведеними на рис. 7.6. Такий метод визначення не враховує впливу розчиненого газу. Вважають, що для вод більшості нафтових і газових родовищ цього цілком достатньо, оскільки газоміст, як правило, невеликий (рідко перевищує 3–4 м³/м³), то ж його впливом на об'ємний коефіцієнт можна знехтувати.

Графічні залежності λ від тиску, температури і кількості розчиненого у воді природного газу ілюструють рис. 7.7, 7.8.

При визначенні λ для заданих температур і тисків знаходять об'ємні коефіцієнти прісної дегазованої $\lambda_{пр.дег}$ і газонасиченої $\lambda_{пр.газ}$ води (див. рис. 7.7). За графіком, наведеним на рис. 7.8, *a*, визначають поправку α_v на мінералізацію води, яка є відношенням вмісту розчиненого газу в мінералізованій воді $G_{в.мін}$ (м³/м³) до його вмісту в прісній воді $G_{в.пр}$ (м³/м³):

$$\alpha_v = G_{в.мін} / G_{в.пр}. \quad (7.2)$$

Об'ємний коефіцієнт мінералізованої газонасиченої води для заданих тиску і температури обчислюють за формулою

$$\lambda = \lambda_{пр.дег} + (\lambda_{пр.газ} - \lambda_{пр.дег}) \alpha_v.$$

Вода – погано стислива рідина. Однак в умовах нафтових і газових покладів, де пластові тиски високі, коефіцієнт стисливості (об'ємної пружності) $\beta_{ст.в}$ пластової води, який відображає зміну одиниці її об'єму за пластових умов при зміні тиску на одиницю, коливаються в межах $(2,7...5) \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹. Стисливість води залежить в основному від температури, тиску, мінералізації води, кількості розчиненого в ній газу і стає особливо істотною в покладах із низькими пластовими тисками, які наближаються до тиску насичення або нижчі від нього.

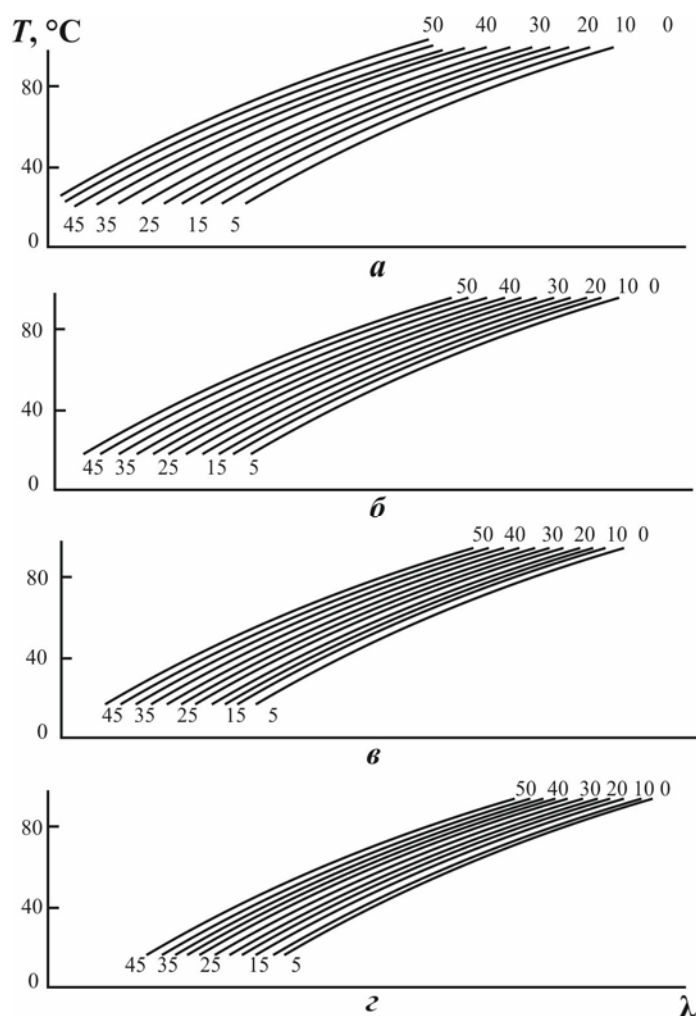


Рис. 7.6. Залежність об'ємного коефіцієнта води (без розчиненого газу) λ від температури T і тиску P (за Ю.П. Гаттенбергером):
a – дистильована вода; *б–г* – з мінералізацією відповідно 100, 200, 300 г/л (шифр кривих – значення P , МПа)

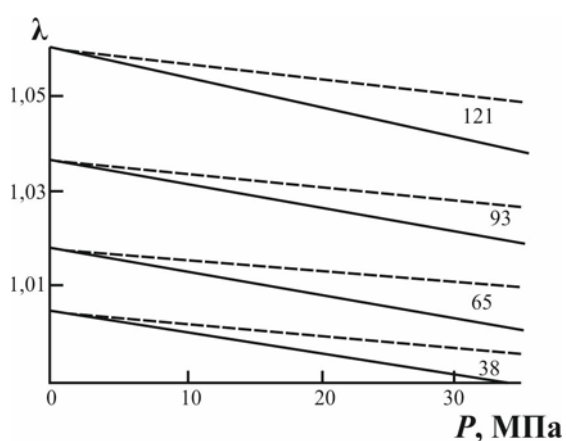


Рис. 7.7. Залежність об'ємного коефіцієнта λ прісної (дистильованої) води (суцільні лінії) і води, насиченої природним газом (штрихові лінії), від тиску P і температури T (за С. Додсоном і М. Стендінгом) (шифр кривих – значення T , °C)

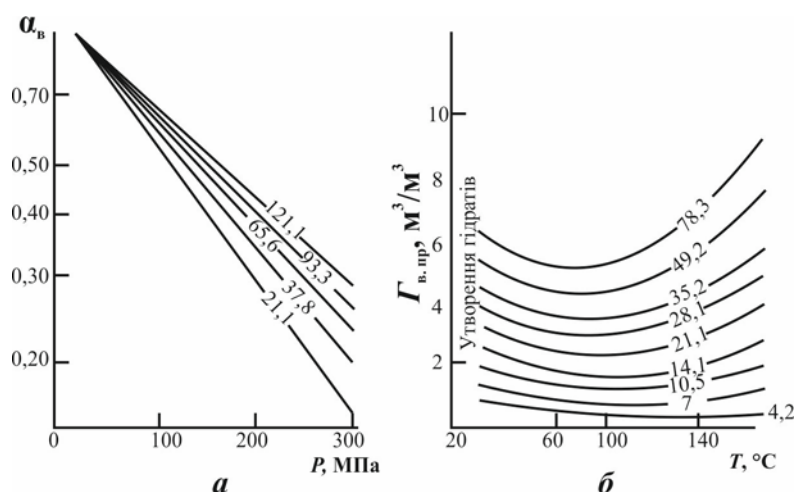


Рис. 7.8. Залежність розчинності природного газу в дистильованій воді $G_{v.pr}$ від тиску P і температури T
 (шифр кривих: a – значення T , $^{\circ}C$; b – значення P , МПа; $\alpha_v = G_{v.min}/G_{v.pr}$)

Найточніші значення коефіцієнта стисливості води за пластових умов дають результати аналізів глибинних проб пластових вод. За їх відсутності використовують емпіричну залежність, запропоновану Р. Джонесом і в подальшому змінену В.Н. Мамуною та Б.В. Ульяновським:

$$\beta_{ст.в} = \beta_{ст.в.мін.дег} (1 - 0,05G_{v.мін}),$$

де $\beta_{ст.в.мін.дег}$ – коефіцієнт стисливості мінералізованої дегазованої води.

Коефіцієнт $\beta_{ст.в.мін.дег}$ залежить від мінералізації води, температури і тиску (рис. 7.9).

Оскільки в природних газах нафтових і газових родовищ переважає метан, максимальний потенційно можливий газовміст зв'язаної води (розчинність газу у воді) визначають за розчинністю природного вуглеводневого газу в прісній (дистильованій) воді (див. рис. 7.8, б) залежно від тиску і температури з урахуванням поправки на мінералізацію води (див. рис. 7.8, а). Вміст розчиненого газу в мінералізованій воді обчислюють за формулою (7.2).

7.3. Вплив пластової води, що надійшла у поклад, на підрахунок запасів нафти

Кількість води, що надійшла у поклад W , можна розрахувати методами, розробленими М.А. Ждановим, Ф.А. Грішиним, Р.І Шильтуїсом, В. Херстом, А. Ван Евердингеном та ін. При цьому виникають значні ускладнення, пов'язані або з відсутністю на певних етапах вивчення покладу необхідної інформації, або з необхідністю використання параметрів, що є основою об'ємного методу. Методи матеріального балансу не потребують знання геометричних характеристик покладу. Тому в практиці підрахунку запасів нафти широко застосовують

методи, які дають змогу виключити вплив W на кінцевий результат шляхом виявлення періоду розробки покладу на пружному режимі.

Момент початку надходження в поклад пластової води Ф.А. Грішин запропонував визначати зіставленням характеристик розробки покладу за замкнено-пружного і пружно-водонапірного режимів.

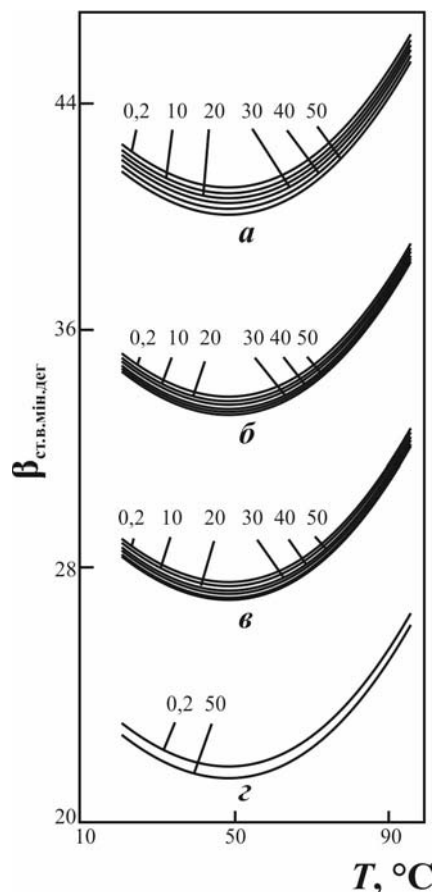


Рис. 7.9. Залежність коефіцієнта стисливості дегазованої води $\beta_{\text{ст.в.мін.дег}}$ від тиску P і температури T за різних концентрацій NaCl (за Д. Лонгом, Д. Кьєрічі):

a – дистильована вода; b – v – вода з вмістом NaCl відповідно – 100, 200, 300 г/л (шифр кривих – значення P , МПа)

За замкнено-пружного режиму об'єм видобутої нафти в пластових умовах становитиме

$$Q_n b_0 = \beta^* V_n \Delta P, \quad (7.3)$$

де β^* – коефіцієнт пружності покладу, МПа^{-1} ; V_n – об'єм покладу, що дринується, м^3 .

За цього режиму V_n і β^* залишаються сталими, а вираз (7.3) є рівнянням прямої $\lg(Q_n b_0) = f(\lg \Delta P)$, яка проходить через початок координат (рис. 7.10).

За пружно-водонапірного режиму об'єм нафти, видобутої за рахунок додаткового тиску пластової води, перевищує розрахований за формулою (7.3) на величину $(W - w)\lambda$:

$$Q_{\text{н}}b_0 = \beta^* V_{\text{п}}\Delta P + (W - w)\lambda.$$

Початок надходження води в поклад у процесі його розробки відображає відхилення прямої $\lg(Q_{\text{н}}b_0) = f(\lg\Delta P)$ в бік осі $\lg(Q_{\text{н}}b_0)$ (див. рис. 7.10, точка *A*).

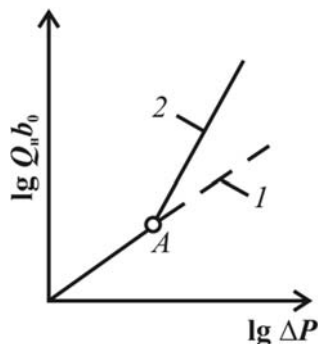


Рис. 7.10. Залежність $\lg(Q_{\text{н}}b_0) = f(\lg\Delta P)$ для замкнено-пружного (1) і пружно-водонапірного (2) режимів

Момент початку надходження в поклад пластових вод можна визначати також за графіком залежності між ΔP і накопиченим видобутком рідини $Q_{\text{р}}$ (рис. 7.11).

Лінійний характер залежності $Q_{\text{р}} = f(\Delta P)$ свідчить про замкнено-пружний режим розробки покладу, з початком надходження в межі покладу пластових вод (точка *A* на рис. 7.11) ця залежність порушується.

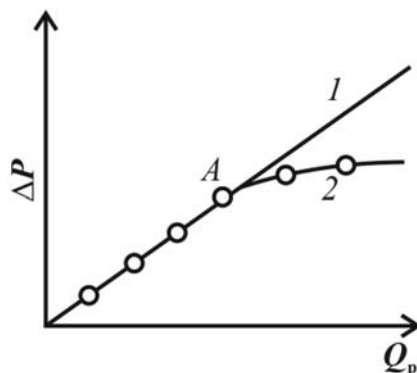


Рис. 7.11. Залежність $Q_{\text{р}} = f(\Delta P)$ за умов прояву замкнено-пружного (1) і пружно-водонапірного (2) режимів

За залежностями $\lg(Q_{\text{н}}b_0) = f(\lg\Delta P)$ і $Q_{\text{р}} = f(\Delta P)$ можна встановити граничні значення, щоб розрахувати запаси нафти за формулами, які застосовують при замкнено-пружному режимі.

На практиці у США й Канаді використовують метод виключення впливу води, що надійшла у поклад, на підрахунок початкових запасів нафти, запропонований Р.І. Шильтуісом. Він придатний для покладів із

повністю дренажним об'ємом і ґрунтується на принципі заміни однієї з невідомих змінних на добуток деяких величин, одна з яких стала. Такий принцип застосовують у математиці при розв'язанні системи рівнянь. Припустивши, що кількість води, яка надійшла у поклад на будь-яку дату, залежить від тривалості його розробки τ_i і депресії ΔP між початковим тиском у законтурній зоні P_0 і поточним тиском P_i на цю дату, величину W_i можна визначити за формулою

$$W_i = c\tau_i\Delta P_i,$$

де c – стала величина; τ_i – період розробки від початку до досягнення P_i (місяць, квартал, рік); ΔP – тиск законтурної води в інтервалі часу τ_i , що дорівнює $P_0 - P_i/2$, МПа.

І.С. Гутман запропонував розв'язок цієї задачі на основі положень Р.І. Шильтуїса в такому вигляді:

$$Q_{H0} = \frac{Q_H [b_1 + (r_H - r_0)v] + v\lambda}{b_1 - b_0 + \frac{b_0}{1 - k_B} (\beta_H + k_B \beta_B) \Delta P} - \frac{c\Delta P\tau\lambda}{b_1 - b_0 + \frac{b_0}{1 - k_B} (\beta_H + k_B \beta_B) \Delta P}. \quad (7.4)$$

Якщо підрахувати запаси Q_{H0} за цією формулою на різні інтервали часу τ_i , то при надходженні води в поклад і збільшенні її об'єму в часі буде справедливою нерівність $Q_{H0(1)} < Q_{H0(2)} < Q_{H0(3)}$.

Прийнявши умовні величини $Q_{H0(i)}$ і N_i в правій частині формули (7.4) для скорочення подальших розрахунків

$$Q_{H0(i)} = \frac{Q_{H(i)} [b_1 + (r_H - r_0)v] + w\lambda}{b_1 - b_0 + \frac{b_0}{1 - k_B} (\beta_H + k_B \beta_B) \Delta P_i};$$

$$N_i = \frac{\Delta P_i \tau_i \lambda}{b_1 - b_0 + \frac{b_0}{1 - k_B} (\beta_H + k_B \beta_B) \Delta P_i},$$

складемо систему з трьох рівнянь, у якій невідомі Q_{H0} і c :

$$Q_{H0} = Q_{H0(1)} - cN_1; \quad Q_{H0} = Q_{H0(2)} - cN_2; \quad Q_{H0} = Q_{H0(3)} - cN_3.$$

Для знаходження c складемо систему з двох рівнянь, перше з яких дорівнює сумі вихідних рівнянь

$$3Q_{H0} = \Sigma Q_{H0(i)} - c\Sigma N_i, \quad (7.5)$$

а друге отримують як добуток кожного з трьох рівнянь (8.5) на відповідне N_i та почленного їх додавання:

$$Q_{H0} \Sigma N_i = \Sigma Q_{H0(i)} N_i - c\Sigma N_i^2.$$

Розв'язавши систему цих рівнянь, отримаємо

$$c = (3\Sigma Q_{H0} N_i - \Sigma Q_{H0(i)} \Sigma N_i) / [3\Sigma N_i^2 - (\Sigma N_i)^2].$$

Підставивши отримані значення c в будь-яке з рівнянь (7.5), визначимо запаси покладу Q_{H0} без розрахунку об'єму води, що надійшла у пласт.

7.4. Розрахунок ефективності різних видів енергії витіснення нафти з нафтогазоносного пласта

Вивчення виду і ролі діючої енергії в нафтогазоносному пласті має велике значення при аналізі системи розробки пласта.

Ефективність різних видів енергії виявляють і розраховують за формулою матеріального балансу

$$\begin{aligned} Q_n b_0 + (Q_0 - Q_n)(b_0 - b) + Q_n(r_p - r_0)V_p + w = \\ = \frac{\delta Q_0 b_0}{V_0}(V_p - V_0) + (Q_0 - Q_n)(r_0 - r)V_p + W + W_i + g_i V_p. \end{aligned}$$

Припустивши, що $W_i = 0$ і $g_i V_p = 0$, отримаємо

$$\begin{aligned} Q_n b_0 + w + Q_n(r_p - r_0)V_p + (Q_0 - Q_n)(b_0 - b) = \\ = \frac{\delta Q_0 b_0}{V_0}(V_p - V_0) + (Q_0 - Q_n)(r_0 - r)V_p + w. \end{aligned}$$

Ця формула матеріального балансу виведена для покладу нафти, який на початковій стадії мав газову шапку і знаходився під напором води, тобто розглянуто універсальний випадок наявності трьох основних видів енергії: напору води, тиску газової шапки та енергії розчиненого в нафті газу.

З наведеної формули можна зробити висновок, що весь об'єм пор, зайнятий нафтою на початковій стадії, звільнився від нафти в результаті дії всіх видів енергії (в тому числі й пружної) і становить

$$Q_n b_0 + w + Q_n(r_p - r_0)V_p + (Q_0 - Q_n)(b_0 - b).$$

Після спрощення отримаємо

$$Q_0(b_0 - b) + Q_n(b + r_p V_p - r_0 V_p) + w.$$

У цьому випадку частки участі різних видів енергії у витісненні нафти з пор можна розрахувати за наведеними нижче співвідношеннями.

1. Частка участі вільного газу I_Γ газової шапки у витісненні нафти:

а) за відсутності видобутку газу з газової шапки

$$I_\Gamma = \frac{\frac{\delta Q_0 b_0}{V_0}(V_p - V_0)}{Q_0(b_0 - b) + Q_n(b + r_p V_p - r_0 V_p) + w};$$

(7.6)

б) за видобутку з газової шапки Q'_Γ об'ємів газу (за стандартних умов) чисельник формули (7.6) набуде вигляду

$$\frac{\delta Q_0 b_0}{V_0}(V_p - V_0) - Q'_\Gamma V_0;$$

в) у разі закачування в пласт g_i об'ємів газу (за стандартних умов) чисельник формули матиме вигляд

$$\frac{\delta Q_0 b_0}{V_0}(V_p - V_0) - g_i V_p.$$

2. Частка участі напору води I_B у витісненні нафти:

$$I_b = \frac{W - w - W_i}{Q_0(b_0 - b) + Q_n(b + r_p V_p - r_0 V_p) + w},$$

де w – видобуток води (якщо він мав місце), м³; W_i – закачування води (якщо воно проводилось), м³.

3. Частка участі розчиненого в нафті газу $I_{p,r}$ у витісненні нафти:

$$I_{p,r} = \frac{(Q_0 - Q_n)(r_0 - r)V_p}{Q_0(b_0 - b) + Q_n(b + r_p V_p - r_0 V_p) + w}.$$

4. Частка участі пружної енергії I_n у витісненні нафти:

$$I_n = \frac{(m\beta_{ж} + \beta_n)V\Delta P}{Q_0(b_0 - b) + Q_n(b + r_p V_p - r_0 V_p) + w}.$$

При розрахунку частки того чи іншого виду енергії у витісненні нафти з пласта початкові (геологічні) запаси нафти слід визначати за формулою об'ємного методу підрахунку. Оскільки за даними лабораторних досліджень Леверетта та інших учених за 20 %-ного залишкового вмісту нафти в порах пласта разом з іншими флюїдами (водою і газом) фазова проникність нафти досить мала, ця частина нафти не задіяна в розподілі в пласті, для розрахунку участі того чи іншого виду енергії потрібно підраховані за формулою об'ємного методу початкові загальні запаси нафти (Q_0) помножити на коефіцієнт 0,8 (за формулами матеріального балансу підраховують так звану активну нафту, яка бере участь у перерозподілі нафти в пласті). Отже, в розрахунках приймають $Q_0 = 0,8Q_0$.

7.5. Модифікація методу матеріального балансу для підрахунку запасів нафти

Метод В. Н. Майдебора

Метод ґрунтується на дослідженні ємності, що здатна віддавати нафту. Застосовують для підрахунку запасів нафти у покладах, оцінювання об'єму яких через відсутність даних про початкове положення ВНК неможливе, а в початковий період розробки, що передує їх обводненню, режим близький до замкнено-пружного.

Кількість видобутої нафти в цей період за доброго гідродинамічного зв'язку нафтовмісних порід визначається тільки об'ємом продуктивного покладу V_p , коефіцієнтом пружноємності β^* , зниженням пластового тиску ΔP й описується лінійною залежністю (7.3) (див. рис. 7.10, 7.11). Для прямолінійної ділянки залежності $Q_p = f(\Delta P)$ початковий продуктивний об'єм покладу дорівнює

$$V_n = Q_n b / \beta^* \Delta P.$$

Запаси нафти В.Н. Майдебор запропонував обчислювати за звичайною формулою підрахунку запасів нафти об'ємним методом, в яку замість V_p підставляти значення Q_n , b , ΔP , β^* :

$$Q_{n0} = Q_n b k_{пор0} k_n \delta_n / \beta^* \Delta P b_0.$$

Коефіцієнт пружності β^* для покладів, приурочених до колекторів порового типу, обчислюють за формулою

$$\beta^* = \beta_c k_{в.п} \beta_p,$$

де β_c – коефіцієнт стисливості середовища; β_p – коефіцієнт стисливості середовища, насиченого рідиною.

Коефіцієнти $k_{в.п}$, β_c , β_p можна визначити експериментально за даними дослідження кернів і рідин.

У колекторах тріщинного й тріщинно-кавернозного типів із практично непроникною матрицею коефіцієнт β_c за керном визначити неможливо, тому коефіцієнт β^* в цьому випадку доцільно розраховувати за результатами дослідження покладів:

$$\beta^* = k_{вт.пор} k_{н.вт.пор} + k_v (\beta_v - \beta_{ст.п}) - (1 - k_{вт.пор} k_{н.вт.пор}) \beta_{ст.п},$$

де $k_{вт.пор}$ – коефіцієнт вторинної порожнини, частка одиниці; $k_{н.вт.пор}$ – коефіцієнт нафтонасиченості вторинних порожнин, частка одиниці; $\beta_{ст.п}$ – коефіцієнт стисливості зерен породи.

Метод А.Н. Резнікова

Замкнено-пружний режим існує тільки за умови $P > P_{нас}$. Об'ємні коефіцієнти b_0 і b можна виразити через об'ємний коефіцієнт нафти за тиску насичення $b_{нас}$:

$$b_0 = b_{нас} [1 - \beta_n (P_0 - P_{нас})];$$

$$b = b_{нас} [1 - \beta_n (P - P_{нас})].$$

У результаті отримаємо

$$Q_{н0} = \frac{Q_n [1 - \beta_n (P - P_{нас})]}{\{\beta_n + \beta_p [1 - \beta_n (P_0 - P_{нас})]\} \Delta P}. \quad (7.7)$$

За замкнено-пружного режиму пластові води в межі покладу не надходять, тому величиною $(W - w)\lambda = 0$ можна знехтувати. Початкові запаси нафти розраховують за рівнянням (7.7). За пружно-водонапірного режиму розробки покладу запаси нафти, розраховані за цим рівнянням, перевищуватимуть реальні на величину, що залежить від $(W - w)\lambda$ і по суті є псевдозапасами $Q_{н0}^*$, об'єм яких безперервно зростатиме в міру розробки покладу (рис. 7.12).

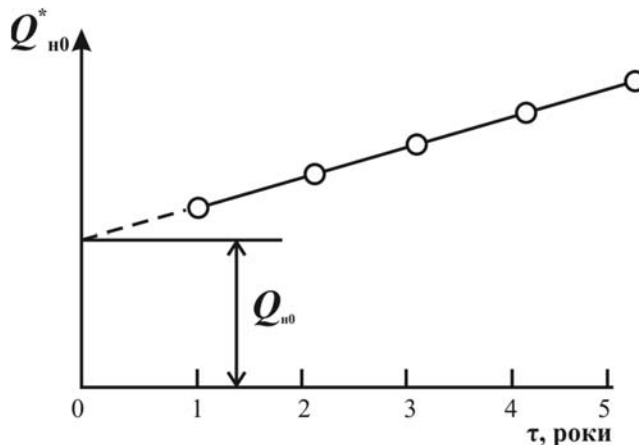


Рис. 7.12. Залежність $Q_{н0}^* = a + b\tau$

А.Н. Резніков запропонував визначати початкові запаси нафти графічно екстраполяцією залежності $Q_{н0}^* = f(\tau)$ на вісь ординат або аналітично за рівнянням

$$Q_{н0}^* = a + b\tau, \quad (7.8)$$

а якщо залежність прямолінійна, то за рівнянням

$$\lg Q_{н0}^* = a + b\tau, \quad (7.9)$$

У випадку криволінійної залежності коефіцієнти a і b у рівняннях (7.8), (7.9) розраховують методом найменших квадратів.

За $\tau = 0$ $Q_{н0} = a$, тобто початкові запаси визначаються довжиною відрізка, який відтинає пряма на осі ординат. Цей метод підрахунку запасів отримав назву графоаналітичного.

Досвід розробки верхньокрейдяних покладів Чечено-Інгушетії показав, що за нульову дату початку розробки покладу слід приймати не рік початку розробки, а момент, коли з нього вилучено 1–2 % початкових запасів, тобто коли лійка депресії поширюється на весь поклад.

Метод В.М. Добриніна

Для умов прояву в покладі пружно-водонапірного режиму В.М. Добринін розробив варіант рівняння матеріального балансу, який назвав пружним матеріальним балансом. Згідно з ним, об'єми нафти і води, вилучені з покладу на поверхню, прирівнюються до об'єму тієї ж нафти, який представлений через пружні деформації нафти, води і породи, разом з об'ємами води, яка надійшла із законтурної ділянки W і була закачана в пласт W' , тобто

$$Q_n b + w = (V_n \beta_n + V_v \beta_n + V_{п.пл} \beta_{п.пл}) \Delta P + W + W', \quad (7.10)$$

де $\beta_{п.пл}$ – стисливість порід за пластових умов.

Оскільки $V_n = V_n/k_n$, $V_v = [(1-k_n)/k_n]V_n$, $w = W + W'$, вираз (7.10) можна записати у формі

$$Q_n b = \{\beta_n + [(1-k_n)/k_n] \beta_v + \beta_{п.пл}/k_n\} V_n \Delta P.$$

Прийнявши вираз у дужках таким, що дорівнює α_1 , отримаємо $Q_n b = \alpha_1 V_n \Delta P$.

Кількість води, що надійшла у пласт із законтурної ділянки зі зниженням пластового тиску в покладі на $\Delta P' < \Delta P$, подамо у вигляді $W = (\beta_v + \beta_{п.пл}) F h_{н.еф} k_{в.п} \Delta P'$.

Позначивши вираз у дужках через α , дістанемо

$$Q_n b + w = \alpha_1 V_n \Delta P + \alpha F h_{н.еф} k_{в.п} \Delta P' + W'. \quad (7.11)$$

Підставимо замість V_n вираз $Q_{н0} b$, помножимо ліву і праву частини рівняння (7.11) на $\delta_n / \delta_0 \Delta P$ і в результаті матимемо формулу

$$\delta_n b_0 [(Q_n b + w) / \Delta P] = \alpha_1 Q_{н0} + (\delta_n / b_0) [(\alpha F h_{н.еф} k_{в.п} \Delta P' + W') / \Delta P].$$

В умовах початку розробки, коли $\Delta P = 0$, $Q_n = 0$, $w = 0$, $W' = 0$, $\Delta P' = 0$, в лівій частині і в другому доданку правої частини цього рівняння з'являються невизначеності вигляду $0/0$. Їх математичне розкриття

показало, що за $\Delta P = 0$ невизначеність у другому доданку правої частини рівняння перетворюється на нуль, тож відповідно

$$\lim_{\Delta P \rightarrow 0} (\delta_n / b_0) [(Q_n b + w) / \Delta P] = \alpha_1 Q_{n0}.$$

За цієї формулою можна визначати початкові запаси нафти за кривою, що характеризує залежність $(\delta_n / b_0) [(Q_n b + w) / \alpha_1 \Delta P]$ від $\Delta P_{пл}$ (рис. 7.13). Точка перетину цієї лінії з віссю ординат відповідатиме початковим запасам нафти.

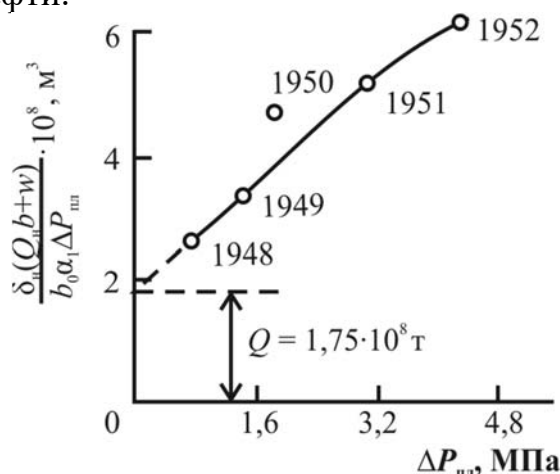


Рис. 7.13. Приклад використання залежності $[\delta_n (Q_n b + w)] / b_0 \alpha_1 \Delta P_{пл} = f(\Delta P)$ для визначення початкових запасів нафти

7.6. Метод матеріального балансу для підрахунку запасів вільного газу

За газового режиму роботи газових покладів формулу матеріального балансу можна виводити на основі будь-якого вихідного параметра.

Справді, якщо виходити зі сталості об'єму пор, зайнятих газом як за тиску P_0 , так і за тиску P , а також якщо врахувати, що за тиску P_0 в покладі (за пластових умов) знаходилось $V_0 v_0$ об'ємів газу, а за тиску P після вилучення з пласта $V_{вил}$ об'ємів газу там знаходитиметься $(V_0 - V_{вил})v$ об'ємів газу (теж за пластових умов), можна записати

$$V_0 v_0 = (V_0 - V_{вил})v.$$

Після елементарних перетворень рівняння набуде вигляду

$$V_0 = \frac{V_{вил} v}{v - v_0}.$$

За пружно-водонапірного режиму роботи газового покладу газ не тільки витискається з покладу під дією власних пружних сил і зміни об'ємного коефіцієнта пластового газу від величини v_0 до v , а й частково витискається пластовою водою. При цьому деяка частина води може вилучатися з пласта разом із газом.

Прийнявши, що за час від початку розробки до дати підрахунку запасів пластовий тиск змінився від P_0 до P , а об'ємний коефіцієнт пластового газу від v_0 до v , можна дійти висновку, що:

1) у результаті вилучення $V_{\text{вил}}$ об'єму газу, який займав за пластових умов об'єм $V_{\text{вил}}v_0$, і деякої кількості пластової води w , яка займала за пластових умов об'єм $w\lambda$, в пласті вивільниться деякий об'єм пор $V_{\text{вив}}$, який дорівнюватиме сумі цих величин:

$$V_{\text{вив}} = V_{\text{вил}}v_0 + w\lambda.$$

2) у зв'язку з тим, що поклад перебуває як під впливом розширення газу, так і під впливом напору води, цей вивільнений об'єм пор заповнюватиметься частково в результаті надходження газу, що залишився в пласті, й частково в результаті надходження в межі покладу $W\lambda$, об'ємів води; при цьому газ, що залишився в покладі $(V_0 - V_{\text{вил}})$, розшириться внаслідок зміни об'ємного коефіцієнта пластового газу від v_0 до v ; об'єм пор, який заповниться водою, що увійшла в пласт, і газом, що залишився в пласті, визначатиметься за рівнянням

$$V_{\text{пор.зап}} = (V_0 - V_{\text{вил}})(v_0 - v) + W\lambda.$$

Оскільки об'єм пор покладу, який вивільнився, дорівнюватиме зайнятому, можна записати

$$V_{\text{вил}}v_0 + w\lambda = (V_0 - V_{\text{вил}})(v_0 - v) + W\lambda,$$

звідки

$$V_{\text{вил}}v + w\lambda = V_0(v_0 - v) + W\lambda.$$

Остаточна формула матиме такий вигляд:

$$V_0 = \frac{V_{\text{вил}}v - (W - w)\lambda}{v - v_0}.$$

Коли стисливість пластової води мала ($\lambda = 1$), цю формулу записують так:

$$V_0 = \frac{V_{\text{вил}}v - (W - w)}{v - v_0}.$$

Розрахункові параметри методом матеріального балансу для газових покладів визначаються відносно просто.

Накопичений видобуток газу на будь-яку довільну дату так чи інакше має бути відомий для будь-якого покладу з моменту отримання першого промислового припливу газу. Щоб уникнути похибок, у розрахунках (особливо в процесі випробування свердловин і на ранній стадії відбирання газу з покладу) потрібно намагатися вести якомога ретельніший облік видобутку газу.

Об'ємні коефіцієнти пластового газу, як початковий v_0 , так і поточний v , на довільну дату обліку можна обчислити за відповідними формулами для певних середньопластових тисків. Однак за можливості об'ємний коефіцієнт пластового газу краще визначати на підставі безпосереднього відбору і лабораторних аналізів проб пластового газу. Найскладніше визначати кількість води W , що надійшла у пласт.

VIII. СТАТИСТИЧНИЙ МЕТОД ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ

Статистичний метод підрахунку запасів нафти і газу ґрунтується на вивченні та статистичній обробці даних дебітів свердловин або накопиченого видобутку флюїдів залежно від тих чи інших параметрів розробки. Оскільки нафтові і газові поклади розробляються по-різному, для них характерні особливі типи статистичних зв'язків, що використовуються для підрахунку запасів цих вуглеводнів.

8.1. Принципи статистичного методу

Принципи статистичного методу підрахунку запасів нафти і газу прості. Вони полягають у пошуку за графічним або аналітичним виразами того чи іншого зв'язку, який характеризує попередній період розробки нафтового або газового покладу й екстраполяції цього зв'язку на майбутнє – до кінцевих умов розробки покладу. При цьому під кінцевими умовами розуміють найменшу економічно доцільну величину видобутку. Вона може бути виражена значенням мінімально рентабельного видобутку (економічною межею розробки) загалом по покладу або величиною мінімально рентабельного дебіту для окремої свердловини.

Мінімально рентабельний дебіт визначають, виходячи з глибини свердловини (для приблизних розрахунків), або розраховують за формулою

$$q_{m.p} = \frac{E_p}{P_p},$$

де E_p – середні експлуатаційні витрати за місяць, грн; P_p – середня ціна реалізації 1 т сирої нафти, грн.

При визначенні мінімально рентабельного дебіту необхідно враховувати специфіку розробки кожного конкретного покладу або видобувної свердловини.

Для підрахунку запасів нафти і газу статистичним методом використовують декілька варіантів статистичних залежностей, які і базуються на вивченні таких статистичних зв'язків.

Для нафти:

- 1) попередній – наступний дебіт нафти;
- 2) дебіт нафти – час розробки;
- 3) дебіт нафти – накопичений видобуток нафти;
- 4) час розробки – накопичений видобуток нафти;
- 5) накопичений видобуток води – накопичений видобуток нафти;
- 6) накопичений видобуток нафти – відсоток обводнення продукції;
- 7) накопичений видобуток нафти – положення водонафтового контакту;
- 8) накопичений видобуток нафти – газовий фактор.

Для газу:

- 1) приведений пластовий тиск – накопичений видобуток газу;
- 2) «манометричний тиск» – накопичений видобуток газу;
- 3) річний видобуток газу – час розробки;
- 4) накопичений видобуток газу – зниження приведенного пластового тиску;
- 5) накопичений видобуток газу – питомий видобуток води.

Вивчення зв'язку *попередній–наступний дебіт нафти*, що проводиться для покладів, в яких відсутній водонапірний режим розробки, дає можливість визначити коефіцієнти падіння дебітів і побудувати так звану ймовірну криву продуктивності, за допомогою якої визначають залишкові видобувні запаси нафти.

Залежність *дебіт нафти–час розробки* для покладів, в яких відсутній водонапірний режим розробки, дає змогу встановити залишкові видобувні запаси нафти по окремих свердловинах відносно часу їх роботи аналогічно використанню залежності *час розробки–накопичений видобуток нафти* загалом для покладу.

За зв'язком *дебіт–накопичений видобуток нафти* визначають майбутній накопичений видобуток (залишкові видобувні запаси), проаналізувавши залежність між поточними дебітами та сумарним накопиченим видобутком нафти по свердловинах (або по покладу загалом). Залежність використовується також тільки для покладів, в яких відсутній водонапірний режим розробки.

Залежність між *накопиченим видобутком нафти та відсотком обводнення продукції* має кілька варіантів:

а) *накопичений видобуток нафти–накопичений видобуток води* – варіант, відомий під назвою метод М.І. Максимова;

б) *накопичений видобуток нафти–сумарний накопичений видобуток рідини* – варіант, відомий під назвою метод Б.Ф. Сазонова;

в) *накопичений видобуток нафти–відсоток обводнення продукції (або відсоток нафти в рідині, яка видобувається)*.

Усі ці варіанти фактично відображають ту саму залежність, але в різних формах. За ними визначають залишкові видобувні запаси нафти по покладах із водонапірним режимом розробки на найпізнішій (практично кінцевій) стадії розробки покладів, коли обводнення продукції сягає 90–95 %.

Залежність *накопичений видобуток нафти–положення водонафтового контакту* полягає в простежуванні підйому водонафтового контакту у міру відбору нафти з покладу. Її можна застосувати за водонапірного режиму розробки покладу, але цим користуються рідко, бо за можливості стежити за переміщенням ВНК у часі надійніше застосовувати інші варіанти підрахунку запасів.

Дослідження зв'язку між *накопиченим видобутком нафти і накопиченим видобутком розчиненого газу (або газовим фактором)* є доцільним для покладів, що характеризуються відсутністю газової шапки й напором пластових вод. Дослідження полягає в урахуванні зміни видобутку нафти у часі, у зв'язку із зменшенням вмісту в покладі розчиненого газу, який є єдиним джерелом енергії в пласті. Умови, які уможливають використання цього зв'язку при підрахунку запасів нафти, складаються тільки на найпізнішій стадії розробки покладу.

Для підрахунку дренажних запасів газу найчастіше застосовують статистичний зв'язок *приведений пластовий тиск–накопичений видобуток газу*, що, як свідчить сучасний досвід підрахунку запасів газу, у покладах з газовим режимом роботи може бути використаний ще на стадії дослідно-промислової розробки. Застосування цього зв'язку для покладів із пружним водонапірним режимом розробки потребує введення відповідних поправок.

Зв'язок *манометричний тиск–накопичений видобуток газу* для тих же умов розробки покладу іноді використовують як додатковий до попереднього для визначення або контролю тих самих груп запасів газу. Слід зауважити, що при визначенні пластового тиску за манометричним значенням обидва зв'язки будуть ідентичними, тому використання цього типу зв'язку доцільне лише тоді, коли пластові тиски для попереднього зв'язку були отримані безпосереднім вимірюванням у свердловинах.

Зв'язок *річний видобуток газу–час розробки* ґрунтується на вивченні природного падіння видобутку газу по покладу на кінцевій стадії розробки. На ранній стадії розробки ця залежність не застосовують.

Зв'язок *накопичений видобуток газу–зниження приведенного пластового тиску* подібний до двох попередніх, однак деякі особливості графічного подання цього зв'язку дають змогу використати його для отримання додаткової інформації по покладу.

Для залежності *накопичений видобуток газу–питомий видобуток води* досліджують умови розробки газового покладу, який характеризується проявом елементів водонапірного режиму. При цьому за питомий видобуток води беруть її кількість, що припадає на 1000 м³ видобутого газу. Зв'язок придатний для розрахунку на пізній стадії розробки покладу.

Слід мати на увазі, що застосування будь-яких видів зв'язків статистичного методу підрахунку запасів нафти і газу обумовлюється режимом розробки покладу, а в разі використання даних по окремих свердловинах обмежується вжиттям заходів з інтенсифікації видобутку і зміни технологічної роботи свердловин. Тому при застосуванні статистичного методу підрахунку запасів нафти і газу у варіантах, пов'язаних із вивченням закономірностей по окремих свердловинах, завжди потрібний ретельний попередній аналіз вихідних даних.

Стосовно нафти це роблять з метою відбракування даних, які не відображають природних умов роботи свердловин у постійному режимі і для визначення тільки локальних інтервалів часу роботи свердловин, які характеризуються природним темпом зменшення видобутку (за використання варіантів, пов'язаних із вивченням зменшення видобутку). Отримані при цьому цифри кінцевих видобувних запасів нафти характеризують той можливий у майбутньому видобуток нафти, який можна отримати тільки при збереженні до кінця розробки покладу тих умов, які існували в минулому і були використані як вихідні дані, що характерні для цих умов та дебітів. У разі вжиття заходів з інтенсифікації видобутку (гідророзрив пласта, солянокислотна обробка привибіійної зони тощо) залишкові видобувні запаси потрібно перерахувати для нових умов роботи свердловин і покладу загалом. При цьому необхідно виявити нові закономірності, які б відповідали новому режиму роботи свердловин, відбракувати окремі дані та підрахувати запаси.

При підрахунку запасів газу статистична залежність загалом по покладу доволі переконлива і стала, лише по окремих свердловинах вона може змінюватись у часі через вжиття заходів з інтенсифікації видобутку або з деяких інших причин.

Будь-який варіант статистичного методу підрахунку запасів нафти і газу ґрунтується на математичній обробці статистичних зв'язків, тому він і отримав таку назву. *Статистичним* називають такий зв'язок, за якого кожному значенню одної змінної величини відповідає кілька значень іншої. Для встановлення зв'язку одної змінної з іншою, використовують не кожне з цих кількох значень іншої, а беруть їх середнє значення, тому зазвичай статистичні зв'язки опрацьовують за допомогою кореляційних таблиць.

Кореляційна таблиця – це форма запису та обробки вихідних даних, яка характеризує ряд розподілу значень одної змінної за інтервалами іншої. Прикладом кореляційної таблиці є форма, яку використовують для вивчення зв'язку *попередній–наступний дебіт* (табл. 8.1), з якої можна отримати дві залежності: першої змінної від другої і другої змінної від першої. Обидві ці залежності після відповідної обробки «згладжуванням» будуть двома прямими лініями з різним положенням відносно осей декартових координат (рис. 8.1).

Таблиця 8.1

Кореляційна таблиця дебітів

Наступні дебіти		Середні логарифми	1,7	1,6					
		Межа логарифмів	1,75–1,65	1,65–1,55					
Попередні дебіти		Межі чисел	56,2–44,7	44,6–35,5					
		Середні логарифми	1,75–1,65	1,65–1,55					
Середні логарифми	Межі логарифмів	Межі чисел	56,2–44,7	44,6–35,5	...	Кількість даних	Сума логарифмів наступних дебітів	Середній наступний дебіт у логарифмах	у
1,7	1,75–1,65	56,2–44,7							
1,6	1,65–1,55	44,6–35,5							
...							

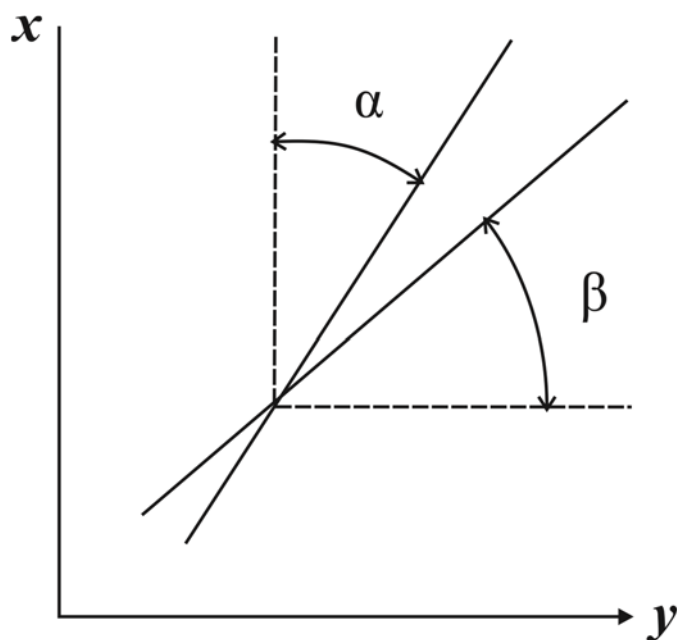


Рис. 8.1. Принципова схема визначення коефіцієнта кореляції

Ступінь тісноти зв'язку між змінними визначає коефіцієнт кореляції, який обчислюють за формулою

$$k_{\text{кор}} = \sqrt{\text{tg}\alpha\text{tg}\beta}.$$

де α і β – кути нахилу прямих до відповідних осей.

Відповідно до цього рівняння, якщо між змінними немає зв'язку, то прямі, які характеризують залежність параметрів один від одного, будуть

паралельними осям координат, відповідно, кути α і β дорівнюють нулю, $k_{\text{кор}}$ у цьому випадку також дорівнює нулю. За наявності між змінними точної функціональної залежності прямі зліпляються в одну лінію. При цьому $\angle\alpha = 90^\circ - \angle\beta$; $\text{tg}(90^\circ - \angle\beta) = \text{tg}\alpha = \text{ctg}\beta$. Отже, чим тісніший зв'язок між змінними, тим ближче до одиниці значення коефіцієнта кореляції.

8.2. Статистичний метод підрахунку запасів нафти

Як уже зазначалось, з метою підрахунку запасів нафти для різних геолого-промислових умов використовують різні статистичні залежності. Однак у практиці підрахунку залишкових видобувних запасів по старих родовищах найбільш поширений зв'язок *попередній дебіт–наступний дебіт*.

Роботу з підрахунку запасів нафти починають з визначення числа граф, яке характеризує розміри кореляційної таблиці. Для цього за вихідними даними щодо видобутку нафти за весь попередній період розробки покладу знаходять мінімальний і максимальний середньодобові дебіти експлуатаційних свердловин. Потім визначають логарифми величин цих дебітів. Різниця отриманих логарифмів, поділена на прийнятну ємність інтервалу, і є числом граф кореляційної таблиці. Ємність інтервалу залежить від фактичних даних і змінюється в межах 0,2; 0,1 або 0,05 (зазвичай обирають значення 0,1).

Для об'єктивнішого й чіткішого розподілу дебітів по інтервалах (класах) граничні межі чисел кореляційної таблиці мають не одні й ті самі значення. Числове значення більшої межі в кожному нижньому інтервалі беруть на 0,1 т/добу меншим за числове значення меншої межі інтервалу, що знаходиться вище.

Після визначення числа граф кореляційної таблиці та її побудови приступають до рознесення фактичних даних. Рознесення дебітів здійснюють по кожній свердловині окремо послідовним зіставленням кожної пари середньодобових дебітів.

Кінцевим результатом роботи з кореляційною таблицею є визначення середнього наступного дебіту для кожного значення попереднього і середнього попереднього дебіту для кожного наступного.

Ще раз наголосимо, що статистичний метод підрахунку запасів нафти непридатний для покладів, на яких вживають заходів з інтенсифікації видобутку. На сьогодні статистичний метод застосовують досить обмежено, застосовують переважно для підрахунку поточних видобувних запасів на старих виснажених родовищах, де вихідних даних обмаль, що перешкоджає застосуванню інших методів розрахунку. Крім цього, методичні прийоми статистичного методу можуть бути використані для вивчення різних геологічних зв'язків, визначення ефективності заходів щодо дії на пласт тощо. Коефіцієнт зміни видобутку, визначений

статистичним методом, в окремих випадках придатний для планування видобутку нафти.

Усі наступні дебїти (і залишкові промислові запаси нафти) зазвичай підраховують не графічним простежуванням їх за ймовірнісними кривими продуктивності, а аналітично – попереднім розрахунком місячних коефіцієнтів зміни (зменшення) для різних інтервалів дебїту. *Місячний коефіцієнт зміни дебїту* – це відношення наступного середньодобового дебїту до попереднього або різниця логарифмів наступного і попереднього середньодобових дебїтів по місяцях.

За даними кореляційної таблиці попередніх і наступних дебїтів можна визначити місячні коефіцієнти зміни дебїтів. Для цього для кожного інтервалу кореляційної таблиці логарифм числового значення попереднього дебїту віднімають від логарифма числового значення наступного дебїту. Приклад такого визначення наведено в табл. 8.2.

Щоб пришвидшити розрахунок, більш-менш подібні коефіцієнти падіння дебїтів можна об'єднати в укрупнені інтервали. Для об'єктивнішого виділення цих інтервалів зазвичай користуються графіком, згідно з яким за середнє значення коефіцієнта змін для укрупненого інтервалу беруть середнє значення цих коефіцієнтів по інтервалах, які входять в укрупнений інтервал (рис. 8.2), ці середньоарифметичні дані наведено в табл. 8.2.

Таблиця 8.2

Визначення місячних коефіцієнтів зміни дебїтів

Попередній дебїт (логарифми)	Середній наступний дебїт (логарифми)	Інтервал и чисел	Місячні коефіцієнти зміни дебїту		Місячний коефіцієнт зміни дебїтів для укрупненого інтервалу
			Логарифми	Числа	
1,7	1,550	56,2–44,7	1,850	0,708	0,717
1,6	1,450	44,6–35,5	1,850	0,708	
1,5	1,367	35,4–28,2	1,867	0,736	
1,4	1,314	28,1–22,4	1,914	0,820	0,836
1,3	1,222	22,3–17,8	1,922	0,836	
1,2	1,130	17,7–14,1	1,930	0,851	
1,1	1,044	14,0–11,2	1,944	0,879	0,892
1,0	0,950	11,1–8,9	1,950	0,891	
0,9	0,857	8,8–7,1	1,957	0,906	

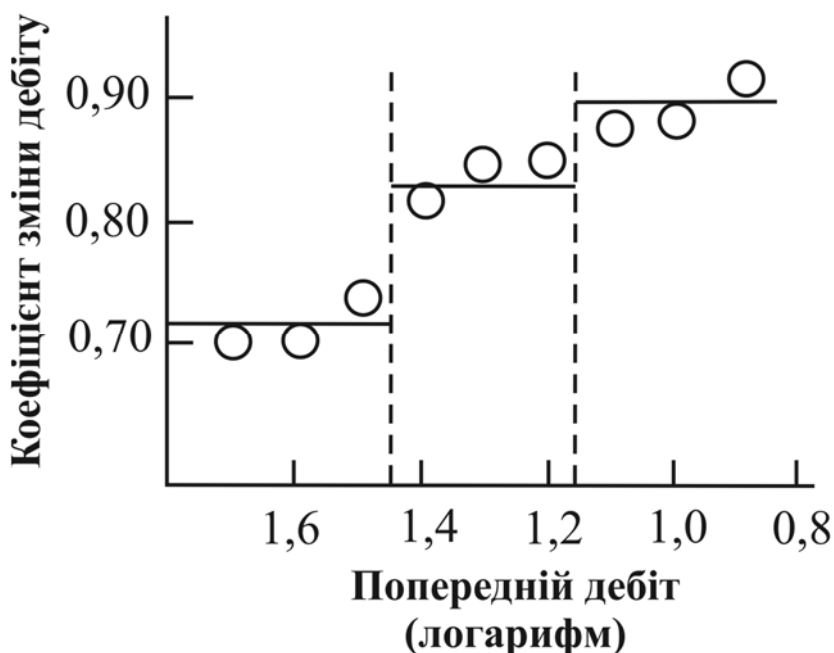


Рис. 8.2. Схема визначення середніх коефіцієнтів зменшення дебітів по укрупнених інтервалах дебітів

На основі визначення місячних коефіцієнтів зменшення дебітів та об'єднання їх у відповідні укрупнені інтервали (групи), складають розрахункову таблицю за формою табл. 8.3, в якій для прикладу наведено дані з табл. 8.2.

Таблиця 8.3

Розрахунок дебітів

Номер групи по інтервалах дебітів	Інтервал середньодобових дебітів	Число свердловин, які експлуатуються на дату підрахунку	Середньодобовий дебіт на одну свердловину групи, т/добу	Річний коефіцієнт зміни дебіту
1	56,2–28,2	–	–	0,717
2	28,1–14,1	1	21,60	0,836
3	14,0–0,3	9	8,73	0,892

Розрахунок запасів нафти зводиться до визначення суми дебітів, які можуть бути отримані до кінця роботи кожної свердловини (тобто до мінімально рентабельного дебіту) по старих і нових свердловинах.

Для скорочення обсягу робіт розрахунки ведуть не по кожній свердловині окремо, а по групах свердловин, вхідні середньодобові дебіти яких (див. табл.8.3) визначають як середньоарифметичне значення по дебітах наступного та передрозрахункового місяця експлуатації цих свердловин. Розрахунок ведуть по інтервалах дебітів.

Так, для першого інтервалу роботи першої групи старих свердловин, які вже знаходяться в експлуатації, суму місячних середньодобових дебітів обчислюють за співвідношенням

$$S = \frac{a_1 - a_n k_1}{1 - k_1} - a_1,$$

де a_1 – середній вхідний дебіт свердловин першого інтервалу дебітів, т; a_n – кінцевий дебіт свердловин першого інтервалу дебітів, т; k_1 – місячний (річний) коефіцієнт зменшення дебіту нафти для першого інтервалу дебітів.

Суму місячних середньодобових дебітів цієї групи свердловин у наступному інтервалі розраховують за формулою

$$S = \frac{a'_1 - a'_n k'_1}{1 - k'_1} - a'_1,$$

де a'_1 – середній вхідний дебіт свердловин наступного інтервалу дебітів, т; a'_n – кінцевий дебіт свердловин наступного інтервалу дебітів, т; k'_1 – місячний (річний) коефіцієнт зменшення дебіту нафти для наступного інтервалу дебітів.

Такі розрахунки виконують до мінімально рентабельного дебіту.

Залишковий запас цієї групи свердловин знаходять за формулою

$$Q_{\text{гр.св}} = 30,4 n_{\text{св}} k_e \Sigma S,$$

де $Q_{\text{гр.св}}$ – сумарні видобувні поточні запаси нафти по групі свердловин у межах одного інтервалу дебітів, т; $n_{\text{св}}$ – число свердловин у групі; k_e – коефіцієнт експлуатації свердловин; S – сума середньодобових дебітів для одної свердловини в межах одного інтервалу, т; 30,4 – середнє число днів у місяці.

Так само знаходять суму місячних середньодобових дебітів (S) для решти груп свердловин.

Сумарні поточні запаси нафти для всього експлуатаційного фонду свердловин становитимуть

$$Q'_{\text{птч.вид}} = \Sigma Q_{\text{гр.св}},$$

де $Q'_{\text{птч.вид}}$ – поточні видобувні запаси нафти, які відповідають пластовому тиску P , приведені до стандартних умов, м³.

Поточні запаси по нових свердловинах визначають за допомогою тих самих коефіцієнтів зменшення дебітів і за тими ж укрупненими інтервалами. Однак для цього відповідно до проекту подальших робіт попередньо визначають кількість нових свердловин та їх початкові середньодобові дебіти на основі карти дебітів по покладу. Для цього на структурній основі, де нанесені старі й нові свердловини, біля кожної старої свердловини надписують середньодобовий дебіт останнього місяця експлуатації і виділяють ділянки, які характеризуються майже однаковими дебітами. Приймають, що кожна нова свердловина пробурена в межах

певної ділянки, матиме початковий дебіт, що дорівнює середньоарифметичному значенню середньодобових дебітів старих свердловин, які входять у межі цієї ділянки.

За знайденою у такий спосіб кількістю нових свердловин та їх початковими середньодобовими дебітами складають розрахункову таблицю (табл. 8.4).

Таблиця 8.4

Розрахунок дебітів

Номер групи по інтервалах дебітів	Інтервал середньодобових дебітів	Число свердловин, що експлуатуються на дату підрахунку	Середньодобовий дебіт на одну свердловину групи, т/добу	Річний коефіцієнт зміни дебіту
1	56,2–28,2	–	–	0,717
2	28,1–14,1	–	–	0,836
3	14,0–0,3	8	7,7	0,892

Поточні видобувні запаси для нових свердловин обчислюють за тими ж формулами, що й для старих, з тією лише відмінністю, що в першому інтервалі для кожної групи нових свердловин формула геометричної прогресії буде

$$S = \frac{a_1 - a_n k}{1 - k},$$

а в наступних інтервалах –

$$S = \frac{a_1 - a_n k}{1 - k} - a_1. \quad (8.1)$$

Загальні поточні видобувні запаси нафти по покладу є сумою поточних видобувних запасів старих і нових свердловин.

8.3. Статистичний метод підрахунку запасів вільного газу

Відомо кілька варіантів статистичного методу підрахунку запасів газу, що ґрунтуються на статистичному вивченні й екстраполяції до економічних меж розробки графіків різних зв'язків.

Зв'язок *середній приведений пластовий тиск–накопичений видобуток газу* широко використовують у практиці підрахунку запасів газу, він відомий як метод «зниження тиску». Основою екстраполяції цього зв'язку за межі вихідних даних є припущення про ізотермічність процесу видобування і сталості складу газу. Так, у процесі розробки в покладі не змінюється початковий об'єм пор (газовий режим), тож кількість газу, що видобувається на одиницю зниження пластового тиску, є величиною сталою до кінця розробки родовища. Характер цього зв'язку ілюструє рис. 8.3.

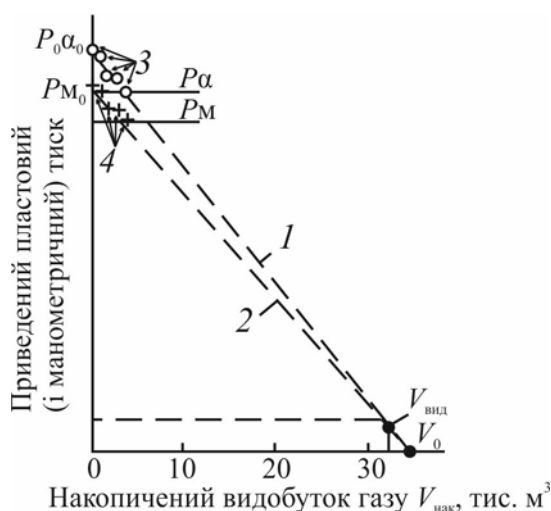


Рис. 8.3. Схема екстраполяції значень приведенного пластового (1) ($V_{\text{нак}} = f(P\alpha)$) і манометричного (2) ($V_{\text{нак}} = f(P_M\alpha)$) тисків для підрахунку початкових загальних запасів вільного газу, \circ (3) – середні приведені тиски; $+$ (4) – середні манометричні тиски

За цією схемою екстраполяції можна визначити як загальні запаси газу в покладі, так і видобувні або поточні видобувні на будь-яку дату розробки, подавши їх через приведений пластовий тиск ($P\alpha$). Зв'язок *середній приведений пластовий тиск–накопичений видобуток газу* описує відома формула зниження тиску

$$V_{0\text{вид}} = \frac{V_{\text{нак}}(P_0\alpha_0 - P_k\alpha_k)}{(P_0\alpha_0 - P\alpha)}, \quad (8.2)$$

де $V_{0\text{вид}}$ – початкові видобувні запаси вільного газу, приведені до стандартних умов, млн м^3 ; $V_{\text{нак}}$ – накопичений видобуток вільного газу по покладу, млн м^3 ; P_0, P_k – відповідно початковий і кінцевий пластові тиски покладу, МПа; $\alpha_0, \alpha_k, \alpha$ – поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта за P_0, P_k і P ; P – пластовий тиск на дату підрахунку запасів газу, МПа.

За наведеною на рис. 8.3 залежністю $V_{\text{нак}} = f(P\alpha)$ аналітично можна визначити також загальні запаси газу:

$$V_0 = \frac{V_{\text{нак}}P_0\alpha_0}{P_0\alpha_0 - P\alpha}, \quad (8.3)$$

де V_0 – початкові загальні запаси вільного газу, приведені до стандартних умов, млн м^3 .

Поточні видобувні запаси газу визначають, як безпосередньо за графіком (аналогічним наведеному на рис. 8.3), так і за формулою

$$V_{\text{пот.вид}} = \frac{V_{\text{нак}}(P\alpha - P_k\alpha_k)}{P_0\alpha_0 - P\alpha},$$

де $V_{\text{пот.вид}}$ – поточні видобувні запаси вільного газу, що відповідають поточному пластовому тиску, приведені до стандартних умов, млн м^3 .

Статистичний зв'язок *манометричний тиск–накопичений видобуток газу* практично аналогічний попередньому. Деякі незначні відмінності його від зв'язку $V_{\text{нак}} = f(P\alpha)$ ілюструє рис. 8.3.

Зв'язки $V_{\text{нак}} = f(P_{\text{м}}\alpha)$ і $V_{\text{нак}} = f(P\alpha)$ придатні для використання на ранній стадії розробки газового покладу для якої характерний газовий режим роботи, що часто застосовують у сучасній практиці підрахунку запасів.

Статистичний зв'язок *річний видобуток газу–час розробки*, ілюструє рис. 8.4. Його можна застосувати тільки на пізніших стадіях розробки газового покладу, коли поклад практично повністю розбурений і введений в розробку. Екстраполюють зв'язок за даними останніх років розробки до досягнення економічно доцільної межі. Видобувні запаси газу в цьому разі визначають як суму видобутку газу, перший доданок якої – накопичений видобуток газу за певне число років, коли у зв'язку з розбуренням газового покладу видобуток збільшується; другий доданок отримують додаванням видобутку газу по роках з часу досягнення максимального річного видобутку (або часу початку спадання кривої видобутку) до кінця розробки покладу (мінімально рентабельного видобутку).

Видобувні запаси газу з використанням зв'язку *річний видобуток газу–час розробки* обчислюють за формулою

$$V_{\text{вид}} = V_{\text{нак}} + \frac{g_0 - g_k}{k^*},$$

де g_0 – місячний (річний) видобуток вільного газу на розрахунковий місяць (рік) зменшення видобутку, м³; g_k – місячний (річний) видобуток вільного газу за останній місяць (рік) розробки покладу, м³; k^* – місячний (річний) коефіцієнт зменшення видобутку вільного газу за час від зниження видобутку до кінця розробки газового покладу.

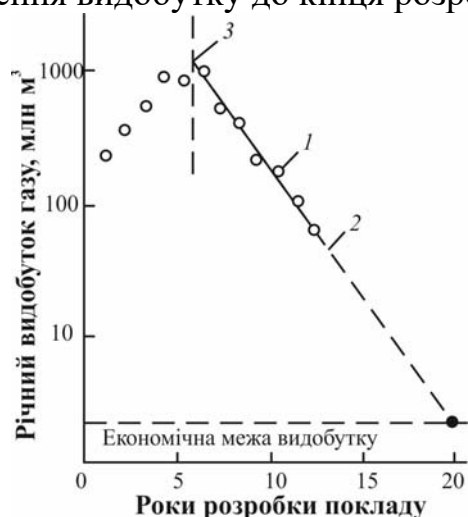


Рис. 8.4. Використання зв'язку постійного зменшення дебіту (річного видобутку) для підрахунку запасів вільного газу:

1 – фактичний видобуток; 2 – екстраполяція; 3 – початок зменшення видобутку

Статистичний зв'язок *накопичений видобуток газу–зниження приведенного пластового тиску* по суті ідентичний попереднім двом зв'язкам. Він також є однією з форм методу «зниження тиску», оскільки основна його умова – сталість питомого видобутку газу в процесі розробки покладу. Особливість цього зв'язку полягає в тому, що за сталого питомого видобутку газу (на одиницю зниження тиску), що спостерігається за суто газового режиму, ця залежність у вигляді прямої проходить під кутом 45° до осі абсцис. Початкові видобувні запаси газу в цьому разі визначають екстраполяцією до значення $V_{\text{нак}}$, що дорівнює $V_{\text{вид}}$.

Якщо у поклад надходить вода або нафта (поклад газу з нафтовою облямівкою), а також перетікає газ з іншого покладу, зв'язок може характеризуватись меншим кутом нахилу лінії до осі абсцис і можливим відхиленням від прямої.

Зв'язком *накопичений видобуток газу–питомий видобуток води* користуються тільки за водонапірного режиму газового покладу на кінцевій стадії його розробки. Вимірюють кількість води, видобутої сумісно з певним об'ємом газу (наприклад, з 1000 м^3 газу) й екстраполюють цей зв'язок до економічної межі видобутку газу. За сучасних умов, коли можливе проведення достатньо вірогідних підрахунків запасів на ранній стадії розробки покладу, цей зв'язок не є визначальним. Проте при дослідженні покладів на пізній стадії розробки ним можна скористатись для визначення газовилучення покладу.

До статистичного зв'язку *приведений пластовий тиск–накопичений видобуток газу* іноді вдаються для визначення запасів у зоні дронування свердловини. Часом така необхідність обумовлена значною неоднорідністю газового покладу, інколи – вирішенням питань, пов'язаних з аналізом розробки. При цьому деякі автори поділяють запаси газу в газових покладах на «дреновані» і «загальні», визначаючи «дреновані» запаси як суму запасів по зонах дронування окремих свердловин. Проте слід підкреслити, що в будь-якому випадку розрахунок по зонах дронування окремих свердловин має ґрунтуватись на ретельному аналізі умов роботи кожної свердловини, бо, як зазначав П.Р. Стюарт, визначення видобувних запасів у зоні дронування окремої свердловини може призвести до істотної помилки, оскільки з часом розробки дебіти свердловин змінюються через механічні ускладнення, зміною продуктивності свердловин, обмеження відбору газу, введення у розробку додаткових свердловин у межах покладу. Вважати, що за рівномірного розміщення працюючих свердловин вони дрнують однакові за площею ділянки покладу, помилково. Особливо це стосується покладів, нерівномірних за колекторськими властивостями і товщинами, а також тих, де застосовують методи інтенсифікації видобутку.

Якщо запаси газу підраховують методом «зниження тиску», попередньо мають бути встановлені:

- 1) розмір і форма покладу;
- 2) тектонічні особливості, літологічний склад продуктивного пласта, ізолюваність окремих ділянок (блоків) покладу;
- 3) початковий і поточні висотні положення газоводяного контакту;
- 4) характеристика газогідродинамічного зв'язку покладів родовища;
- 5) початковий статичний і пластовий тиски, пластова температура, зміна приведенного пластового тиску по свердловинах і середньозваженого по покладу в часі;
- 6) відбір газу і конденсату по свердловинах і покладу загалом;
- 7) графічна залежність середньозваженого приведенного пластового тиску від відбору газу з покладу;
- 8) ступінь дренажу свердловинами об'єму газу покладу;
- 9) за наявності конденсату – вміст його в газі, склад і коефіцієнт вилучення за поточного пластового тиску;
- 10) газогідродинамічні умови, режим роботи покладу та окремих його ділянок;
- 11) дата початку надходження пластової води, її кількість за період експлуатації, обчислена різними методами;
- 12) перетоки і втрати газу.

Найбільш поширений варіант статистичного методу підрахунку запасів газу, названий методом «зниження тиску», можна обґрунтувати, виходячи з визначених залежностей.

Так, формули 8.1–8.3 отримують з аналізу умов розробки газу покладу наступним чином.

При роботі газу покладу за певний період часу основні показники його розробки можна подати у формі табл. 8.5.

Таблиця 8.5

Дані з розробки газу покладу

Параметр розробки	На початку розробки	На першу дату	На другу дату
Пластовий тиск	P_0	P_1	P_2
Накопичений видобуток газу	0	$V_{\text{нак1}}$	$V_{\text{нак2}}$

З наведених показників випливає, що кількість газу, яка дорівнює $V_{\text{нак1}}$, видобута в результаті падіння пластового тиску від P_0 до P_1 , а кількість газу $V_{\text{нак2}} - V_{\text{нак1}}$ видобута в результаті зниження пластового тиску від P_1 до P_2 . Отже, на будь-яку дату кількість видобутого газу, яка припадає на одиницю зниження пластового тиску (питомий видобуток газу $g_{\text{пит}}$), можна визначити за формулами

$$g'_{\text{пит}} = \frac{V_{\text{нак1}}}{P_0 \alpha_0 - P_1 \alpha_1}; \quad g''_{\text{пит}} = \frac{V_{\text{нак2}} - V_{\text{нак1}}}{P_1 \alpha_1 - P_2 \alpha_2}, \quad (8.4)$$

де $g'_{\text{пит}}$, $g''_{\text{пит}}$ – питомі видобутки вільного газу (на одиницю зниження пластового тиску) відповідно на першу і другу дати розробки, м³/МПа.

За умови рівності $g'_{\text{пит}}$ і $g''_{\text{пит}}$ можна припустити, що в подальшому за зниження пластового тиску до кінцевого (P_k) на одиницю зниження пластового тиску видобуватиметься така ж кількість газу ($g_{\text{пит}} = \text{const}$).

Відповідно до формул (8.4) і того, що початковий пластовий тиск (з урахуванням відповідної поправки) становить $P_0\alpha_0$, початкові загальні запаси газу визначають за формулою (8.3).

Початкові видобувні запаси газу, як уже зазначалось, обчислюють за виразом (8.2).

Формули (8.2) і (8.3) виводяться з рівняння Клайперона–Менделєєва:

$$PV = ZNRT \text{ або } P\alpha V = NRT,$$

де P – абсолютний пластовий тиск, що дорівнює сумі манометричного та барометричного тисків, МПа; V – об'єм газу, м³; Z – коефіцієнт стисливості вуглеводневого газу; T – абсолютна температура, К; α – поправка на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта за тиску P ; R – молекулярна газова стала; N – число кіло/молів газу.

За заданих умов, тобто коли процес видобутку газу ізотермічний, газ і загальний об'єм пор – сталі, стан газу в газовому покладі за початкових умов (тиск P_0) визначають за рівнянням

$$P_0\alpha_0 V = N_0RT, \quad (8.5)$$

де N_0 – число кіло/молів газу за тиску P_0 .

У будь-який момент часу після початку розробки в разі зниження пластового тиску до P рівняння Клайперона–Менделєєва, яке характеризує стан газу, що залишився в пласті, матиме вигляд

$$P\alpha V = NRT. \quad (8.6)$$

Із формул (8.5) і (8.6) отримаємо

$$\frac{N}{N_0} = \frac{P\alpha}{P_0\alpha_0}.$$

Оскільки при виведенні формули було прийнято, що склад газу в процесі розробки покладу не змінюється, очевидно

$$\frac{N}{N_0} = \frac{P\alpha}{P_0\alpha_0} = \frac{V_{\text{зал}}}{V_{\text{поч}}}. \quad (8.7)$$

Взявши, що кількість видобутого газу за час зниження пластового тиску від P_0 до P становить $V_{\text{нак}}$, отримаємо

$$V_{\text{нак}} = V_0 - V_{\text{зал}}; \quad \frac{V_{\text{нак}}}{V_0} = \frac{V_0 - V_{\text{зал}}}{V_0} \quad (8.8)$$

звідки на основі рівняння (8.7) дістанемо формулу (8.3).

Аналогічну формулу можна вивести з об'єднаного газового закону. Так, для ідеального газу

$$\frac{PV}{T} = \text{const}.$$

За цим законом, стан вуглеводневого газу, що перебуває в пласті до початку розробки і характеризує початкові запаси газу, приведені до стандартних умов, описується рівнянням

$$\frac{P_0 V_{г.пл}}{Z_0 T_{пл}} = \frac{P_{ст} V_0}{T_{ст}},$$

де $V_{г.пл}$ – об'єм газу за пластових умов, м³; $T_{пл}$ – температура пласта, К; $P_{ст}$ – стандартний тиск (0,1 МПа); $T_{ст}$ – абсолютна стандартна температура (293 К).

З рівності отримуємо, що

$$V_0 = \frac{P_0 V_{г.пл} T_{ст}}{Z_0 T_{пл} P_{ст}}. \quad (8.9)$$

Стан газу, який залишиться у пласті після вилучення $V_{нак}$ кількості газу (в результаті зниження пластового тиску від P_0 до P), визначається залежністю

$$\frac{PV_{г.пл}}{ZT_{пл}} = \frac{P_{ст} V_{зал}}{T_{ст}},$$

звідки

$$V_{зал} = \frac{PV_{г.пл} T_{ст}}{ZT_{пл} P_{ст}}, \quad (8.10)$$

де $V_{зал}$ – поточні запаси вільного газу, що відповідають поточному пластовому тиску, приведені до стандартних умов, млн м³.

Підставивши V_0 і $V_{зал}$ із формул (8.9) і (8.10) у праву частину рівняння (8.8), і розв'язавши його відносно V_0 , отримуємо формулу (8.3).

Як бачимо, у двох останніх варіантах виведення залежностей задіяні елементи методу матеріального балансу, тому іноді в літературі метод «зниження тиску» відносять до методу матеріального балансу.

ІХ. МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ВИДОБУВНИХ (БАЛАНСОВИХ) ЗАПАСІВ НАФТИ НА РІЗНИХ СТАДІЯХ ВИВЧЕНОСТІ ПОКЛАДІВ

Видобувні (балансові) запаси нафти покладу дорівнюють добутку обсягу загальних запасів ($Q_{н0}$) і коефіцієнта вилучення нафти КВН ($k_{вил.н}$), визначеного техніко-економічними розрахунками. *Коефіцієнт вилучення нафти* (КВН) вказує, яку частину загальних запасів можна вилучити при розробці покладу сучасними технологіями до межі економічної рентабельності.

Для визначення видобувних (балансових) запасів нафти покладів, які вводяться в розробку, або при переоцінці запасів покладів, що розробляються, загальні запаси множать на затверджений коефіцієнт вилучення нафти, обґрунтований техніко-економічними розрахунками. Цей коефіцієнт використовують при проектуванні розробки покладів, плануванні розвитку нафтодобувної промисловості тощо.

Для контролю за розробкою визначають *поточний коефіцієнт вилучення*, який дорівнює відношенню накопиченого видобутку з покладу або об'єкта розробки на певну дату до початкових загальних запасів.

9.1. Методи визначення проектних коефіцієнтів вилучення нафти за водонапірного режиму

КВН залежить від низки геолого-фізичних і технологічних чинників і визначається літологічним складом колектора, неоднорідністю продуктивного горизонту (пласта), проникністю порід, ефективною нафтонасиченою товщиною. Фізичним чинником, від якого залежить величина КВН, насамперед є відношення в'язкості нафти μ_n до в'язкості води μ_v (в подальшому його позначатимемо μ_0). На величину КВН впливають природний режим розробки покладу, густина сітки видобувних свердловин, застосування високотехнологічних методів розробки (похилоспрямоване буріння експлуатаційних свердловин по продуктивному пласту, нагнітання води в законтурну зону та ін.) та методи, які застосовують для штучного впливу на продуктивні пласти (гідророзрив, кислотні обробки та ін.).

Достовірність підрахунку загальних запасів та визначення коефіцієнта вилучення нафти залежить від стадії геологорозвідувальних робіт і розробки покладів, тобто від обсягу наявної інформації, а також від особливостей геологічної будови покладу.

На відкритих покладах нафти, після завершення пошукового етапу, а також на стадії попередньої геолого-економічної оцінки (ГЕО-2), коли даних ще недостатньо, розрахунок коефіцієнта вилучення нафти може базуватись на багатовимірних статистичних моделях.

При підрахунку запасів нафти після завершення розвідки, у тому числі дослідно-промислової розробки, і при перерахунку запасів після

розбурювання покладу згідно з першим проектним документом, складають техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) коефіцієнтів вилучення нафти на основі досвіду нафтодобувних районів з урахуванням досягнутого рівня техніки і технології видобутку. У цьому документі обґрунтовується вибір оптимального варіанта системи розробки за результатами техніко-економічних розрахунків кількох варіантів, у тому числі й варіантів системи розробки за природного режиму. Для кожного варіанта розраховують коефіцієнт вилучення та інші показники розробки. Коефіцієнт вилучення приймають за оптимальним варіантом, ефективність якого визначається найвищою на підставі висновку державної експертизи.

Коефіцієнти вилучення нафти на середніх, крупних і унікальних покладах розраховують гідродинамічними методами із застосуванням одновимірних моделей фільтрації на стадії завершення розвідки і двовимірних моделей, апроксимованих до реальних пластових умов – на стадіях розробки. Для незначних за запасами покладів коефіцієнти вилучення нафти визначають з використанням коефіцієнта витіснення, охоплення витісненням і заводненням. Для нафтових і газонафтових покладів, які розробляються з використанням заводнення та інших методів дії на пласт, а також тих, що розробляються на природних режимах, передбачено єдиний підхід до обґрунтування коефіцієнта вилучення нафти.

Якщо поклад перебуває у пізній стадії розробки, його видобувні запаси можуть бути уточнені безпосередньо на основі даних експлуатації свердловин за період розробки. У цьому разі затверджений коефіцієнт вилучення нафти уточнюють відповідно до підрахованих видобувних запасів і приймають таким, що дорівнює відношенню їх величини до початкових загальних запасів.

9.1.1. Визначення коефіцієнта вилучення нафти на виявлених покладах і на стадії оцінювання родовищ (покладів) за багатовимірними статистичними моделями

Цей метод ґрунтується на використанні результатів значної кількості досліджених покладів, що знаходяться у довготривалій розробці, для яких коефіцієнт вилучення встановлений достатньо надійно. По кожному покладу його отримують з урахуванням накопиченого видобутку й очікуваного за період розробки, що залишився. Останній розраховують різними методами, які базуються на даних пізньої стадії розробки.

За допомогою багатовимірного кореляційного аналізу такої групи покладів отримують статистичну модель коефіцієнта вилучення нафти у вигляді формули, яка відбиває вплив геолого-фізичних і технологічних чинників на його величину. Для різних нафтодобувних районів створено багатовимірні моделі, засновані на різній за обсягом і повнотою врахування чинників інформації.

Застосування моделі ефективно для даного покладу тільки в тому разі, коли встановлені на покладі параметри знаходяться в діапазоні їх значень, які використані для отримання моделі.

Моделі для визначення коефіцієнта вилучення нафти на виявленому покладі й на стадії оцінки мають базуватись на наборі показників, значення яких отримані на дату підрахунку.

Для щойно відкритого пошуковою свердловиною покладу прогнозний коефіцієнт вилучення нафти $k_{вил.н}$ ґрунтується тільки на геолого-фізичних показниках – відносній в'язкості нафти μ_0 , ефективній нафтонасиченій товщині пласта $h_{н.еф}$, коефіцієнті піщаності $k_{піщ}$, середніх значеннях відкритої пористості $k_{в.п}$ і проникності $k_{пр}$, об'ємному коефіцієнті пластової нафти b_0 , встановлених у цій свердловині.

Прикладом розрахунку такого набору параметрів може бути модель, запропонована В.К. Гомзиковим, за даними 35 покладів на території Азербайджану:

$$k_{вил.н} = -0,674 - 0,01 \mu_0 + 0,306 k_{піщ} = + 0,0019 h_{н.еф} + 1,998 k_{в.п} + 0,144 \lg k_{пр} + 0,71 b_0.$$

Ця модель ефективна в діапазоні таких значень параметрів: $\mu_0 = 0,6...25,8$; $k_{піщ} = 0,12...0,83$; $h_{н.еф} = 3...39$ м; $k_{в.п} = 0,18...0,22$; $k_{пр} = (1,4...780) \cdot 10^{-3}$ мкм²; $b_0 = 1,02-1,22$. Коефіцієнт множинної кореляції даної моделі – 0,907.

Дещо раніше М.Т. Абасов (1975) за даними 70 покладів Азербайджану виявив залежність $k_{вил.н}$ від коефіцієнта $k_{піщ}$, кількості цементуючої речовини $k_{ц}$, в'язкості пластової нафти μ_n і коефіцієнта розчленування k_p , які можуть бути встановлені в найпершій свердловині:

$$k_{вил.н} = 0,49 + 0,0051 k_{піщ} - 0,0063 k_{ц} - 0,00017 (\mu_n - 10,6)^2 + 0,00059 (\mu_n - 10,6) (k_{ц} - 37,9) + 0,00044 (k_p - 5,8) (k_{піщ} - 37,7).$$

Ця формула може бути застосована для значень параметрів $k_{піщ} = 0,08...0,77$; $k_{ц} = 0,2...0,55$; $\mu_n = 1,4...30$ мПа·с; $k_p = 2...14$. Коефіцієнт множинної кореляції – 0,82.

На стадії оцінки розвіданих родовищ (покладів), коли число розвідувальних свердловин дає змогу намітити орієнтовні контури покладу і розміри суто нафтової і водонафтової зон, набір геологічних параметрів зростає. Крім цього, за аналогією з покладами, що розробляються, для досліджуваного покладу можна орієнтовно прийняти розмір майбутньої сітки експлуатаційних свердловин. Для такого ступеня вивченості доступні моделі, отримані В.С. Кожакіним (1978), а також В.К. Гомзиковим і Н.А. Молотовою (1977).

В.С. Кожакін за даними 42 покладів у теригенних колекторах девонських і кам'яновугільних відкладів Волго-Уральської провінції на покладах зі штучним водонапірним режимом отримав залежність

$$k_{вил.н} = 0,507 - 0,167 \lg \mu_0 + 0,0275 \lg k_{в.п} - 0,05 \omega_{к.пр} + 0,0018 h_{н.еф} + 0,171 k_{піщ} = -0,000855 S,$$

де $\omega_{k,пр}$ – коефіцієнт варіації проникності; S – густина сітки свердловин.

Коефіцієнт множинної кореляції – 0,85, середньоквадратична похибка коефіцієнта вилучення нафти $\pm 0,06$. Модель справедлива в такому діапазоні значень параметрів: $\mu_0 = 0,5 \dots 34,3$; $k_{пр} = (109 \dots 3200) \cdot 10^{-3}$ мкм²; $\omega_{k,пр} = 0,33 \dots 2,24$; $h_{н.еф} = 2,6 \dots 26,9$ м; $k_{піщ} = 0,51 \dots 0,94$; $S = 7,1 \dots 74$ га/св.

В.К. Гомзиков і Н.А. Молотова за даними 50 об'єктів тієї ж провінції для умов різних систем заводнення отримали багатовимірну модель $k_{вил.н}$, в якій поряд з іншими чинниками враховано розмір ВНЗ, температуру $t_{пл}$ і коефіцієнт нафтонасиченості k_n :

$$k_{вил.н} = 0,195 - 0,0078 \mu_0 + 0,082 \lg k_{в.п} + 0,00146 t_{пл} + 0,0039 h_{н.еф} + 0,180 k_{піщ} - 0,054 k_{ВНЗ} + 0,27 k_n - 0,00086 S.$$

Коефіцієнт множинної кореляції – 0,886, $k_{ВНЗ}$ визначали як відношення площі ВНЗ до площі покладу. Це рівняння справедливе за таких значень параметрів: $\mu_0 = 0,5 \dots 34,3$; $k_{пр} = (13 \dots 258) \cdot 10^{-3}$ мкм²; $t_{пл} = 22 \dots 73$ °С; $h_{н.еф} = 3,4 \dots 25$ м; $k_{піщ} = 0,5 \dots 0,95$; $k_{ВНЗ} = 0,6 \dots 1,0$; $k_n = 0,7 \dots 0,95$; $S = 10 \dots 100$ га/св; $k_{вил.н} = 0,28 \dots 0,70$.

Для покладів із вищим ступенем вивченості набір параметрів може бути більшим. Однак застосування багатовимірних моделей для покладів, які вводять у розробку і розробляють, доцільне тільки для експрес-оцінювання.

9.1.2. Визначення коефіцієнта вилучення нафти при підрахунку запасів покладів, які вводяться в розробку, і при перерахунку запасів покладів, що розробляються

Покоефіцієнтний метод

Проектний коефіцієнт вилучення нафти цим методом визначається за формулою

$$k_{вил.н} = k_{вт} k_z k_{ох.в}, \quad (9.1)$$

де $k_{вт}$ – коефіцієнт витіснення нафти водою; k_z – коефіцієнт заводнення; $k_{ох.в}$ – коефіцієнт охоплення пласта процесом витіснення.

Коефіцієнт витіснення – це відношення об'єму витісненої нафти зі зразка породи за безперервного промивання до початкового її об'єму в цьому зразку, тобто при обводненні вихідної продукції до 100 %, який визначають в лабораторних умовах. Він залежить від проникності, структури пустотного простору, фізико-хімічних властивостей нафти та витискувального агента. Між $k_{вт}$ і $k_{пр}$ простежується тісний кореляційний зв'язок.

Оскільки для продуктивних пластів характерна мінливість колекторських властивостей за площею й розрізом, визначати $k_{вт}$ слід за зразками, які рівномірно висвітлюють поклад або продуктивний пласт, широким діапазоном зміни $k_{пр}$. Якщо для високопроникних пластів $k_{вт}$ досягає 0,80–0,95, то в слабопроникному колекторі він може бути вдвічі меншим. Цими особливостями визначаються методи розрахунку середніх

значень коефіцієнта витіснення на різних стадіях вивченості покладу. При підрахунку запасів покладу, який вводиться в розробку, $k_{\text{вт}}$ беруть таким, що дорівнює середньоарифметичному зі значень, наявних для продуктивного пласта. Коли поклад розбурений за технологічною схемою (проектом розробки), то в неоднорідному пласті, в межах якого виділені зони високо- і малопродуктивних колекторів, $k_{\text{вт}}$ обчислюють одночасно з $k_{\text{ох.в}}$ (методика розрахунку наведена нижче). В однорідному за колекторськими властивостями пласті за середнє значення $k_{\text{вт}}$ беруть середньоарифметичне з наявних значень.

Коефіцієнт заводнення характеризує втрати нафти в об'ємі, охопленому процесом витіснення, через припинення її видобутку з економічних міркувань за обводненості продукції свердловин менш як 100 % (95–99 %). Він залежить від неоднорідності пласта, проникності, відносної в'язкості та інших параметрів.

Коефіцієнт охоплення пласта процесом витіснення – це відношення нафтонасиченого об'єму пласта (покладу, експлуатаційного об'єкта), охопленого процесом витіснення, до всього нафтонасиченого об'єму даного пласта. Прогнозний $k_{\text{ох.в}}$ для окремого пласта визначають різними способами. Зокрема, використовують методику, запропоновану Ю.П. Борисовим, В.В. Войновим, З.К. Рябініною, суть якої викладено нижче.

Для пласта з літологічним заміщенням, який вміщує поклад, або для кожного продуктивного пласта багатопластового покладу складають карту охоплення пластів витісненням. Якщо проектний $k_{\text{ох.в}}$ розраховують по покладу, підготовленому до розробки, то на карті виділяють тільки зони поширення колекторів і неколекторів, якщо ж поклад розбурений за технологічною схемою або згідно з проектом розробки, то за неоднорідного колектора проводять ще й межі поширення колекторів різної продуктивності в межах пласта або пропластків, що його утворюють. На такій карті виділяють неперервну частину пласта, напівлінзи і лінзи (рис. 9.1), показують положення нагнітальних і видобувних свердловин.

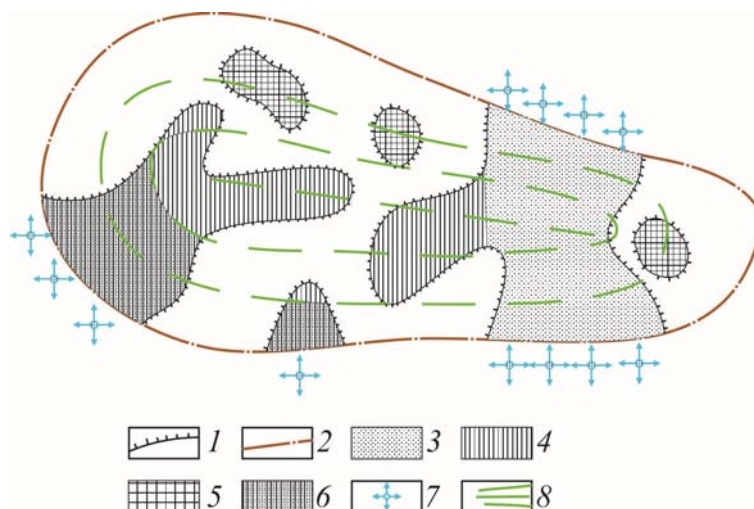


Рис. 9.1. Схема визначення $k_{ox.v}$ за картою під час розробки без розрізаючих рядів.

1 – межа поширення колекторів; 2 – зовнішній контур нафтоносності; 3 – неперервна частина пласта; 4 – напівлінзи; 5 – лінзи; 6 – частина напівлінзи, охоплена дією; 7 – нагнітальні свердловини, які працюють на даний пласт; 8 – ряди видобувних свердловин

Неперервна частина пласта $v_{непер}$ має не менш як два виходи до контуру живлення, чим забезпечується вплив на неї з протилежних боків і повне витіснення нафти в напрямку ряду видобувних свердловин.

Напівлінзи відкриті для підтримання пластового тиску з одного боку. Витіснення нафти у напівлінзах відбувається тільки з боку нагнітального ряду, внаслідок чого між рядом видобувних свердловин і межею поширення колекторів залишаються ділянки, непорушені впливом.

До лінз належать ділянки поширення пласта, обмеженого з усіх боків непроникними породами й ізольовані від впливу нагнітальних свердловин. Отже,

$$k_{ox.v} = \left(\sum_{i=1}^m v_{неперj} + \sum_{i=1}^n v_{пл.oxi} \right) / V_n, \quad (9.2)$$

де $\sum_{i=1}^m v_{неперj}$ – сума нафтонасичених об'ємів неперервних ділянок пласта;

$\sum_{i=1}^n v_{пл.oxi}$ – сума нафтонасичених об'ємів напівлінз; V_n – сумарний нафтонасичений об'єм пласта.

Залежно від схеми розробки коефіцієнт охоплення процесом витіснення може істотно змінюватись. У разі законтурного (приконтурного) заводнення (див. рис. 9.1) число кожного з типу зазначених вище ділянок нафтонасиченого об'єму пласта визначається впливом закачування від законтурних (приконтурних) свердловин.

Зміна системи розробки додатковим розрізанням покладу кількома рядами нагнітальних свердловин значно змінює початкову картину. Деякі

ділянки, раніше віднесені до напівлінз, переходять до розряду неперервних частин пласта (рис. 9.2).

У свою чергу, окремо ізольовані лінзи стають напівлінзами. Отже, величина $k_{\text{ох.в}}$ зростає. Зміною положення і кількості розрізаючих рядів можна домогтися істотного збільшення $k_{\text{ох.в}}$.

Для визначення об'ємів неперервних частин пласта і напівлінз карту охоплення пласта процесом витіснення зіставляють із картою ефективних нафтонасичених товщин пласта. Об'єм кожної з цих частин визначають множенням її площі на середню площу. Нафтонасичений об'єм пласта $k_{\text{в.н}}$ беруть із розрахунку загальних запасів.

Якщо поклад підготовлений до розробки і приурочений до одного пласта, то коефіцієнт $k_{\text{ох.в}}$ визначають за формулою (9.2).

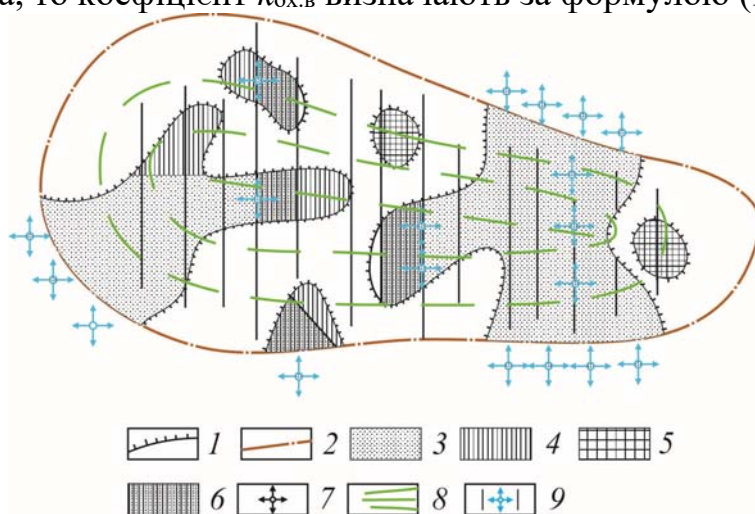


Рис. 9.2. Схема визначення $k_{\text{ох.в}}$ за картою під час розробки з розрізаючими рядами.

1 – межа поширення колекторів; 2 – зовнішній контур нафтоносності; 3 – неперервна частина пласта; 4 – напівлінзи; 5 – лінзи; 6 – частина напівлінзи, охоплена дією; 7 – нагнітальні свердловини, які працюють на даний пласт; 8 – ряди видобувних свердловин; 9 – розрізаючі ряди

Коли перераховують запаси після розбурювання покладу за технологічною схемою (проект розробки), то окремо визначають сумарні об'єми нафтонасичених колекторів високої (ВПК) і низької продуктивності (НПК) у межах кожного монолітного пласта або пропластка. Далі кожен із цих об'ємів множать на коефіцієнт витіснення, добутки додають і отриману суму ділять на об'єм нафтонасичених колекторів монолітного пласта або пропластків у межах покладу.

Помноживши отриманий результат на коефіцієнт k_3 , знайдемо проектний коефіцієнт вилучення нафти з покладу в одному продуктивному пласті:

$$k_{\text{вил.н}} = \left\{ \left[k_{\text{втВПК}} \left(\sum_{j=1}^{m'} \nu'_{\text{непер}j} + \sum_{i=1}^{n'} \nu'_{\text{пл.охв.}i} \right)_{\text{ВПК}} + k_{\text{втНПК}} \left(\sum_{j=1}^{m''} \nu''_{\text{непер}j} + \sum_{i=1}^{n''} \nu''_{\text{пл.охв.}i} \right)_{\text{НПК}} \right] / V_{\text{н}} \right\} k_3.$$

Якщо поклад (об'єкт) багатопластовий, то середнє значення коефіцієнта вилучення по покладу визначають зважуванням його величини по кожному пласту. Коефіцієнт $k_{\text{вил.н}i}$, обчислений за формулою (9.1) до об'єму нафтонасичених порід-колекторів кожного пласта V_{ni} становитиме:

$$k_{\text{вил.н.покл}} = \left(\sum_{i=1}^k k_{\text{вил.н}i} V_{ni} \right) / \sum V_{ni}.$$

Гідродинамічні методи

Методика розрахунку техніко-економічних показників, у тому числі коефіцієнта вилучення нафти гідродинамічними методами Б.Т. Баїшева, Г.Ю. Шовкринського, О.Є. Ципкової та інших, розроблена за блоковим, або модульним, принципом. Ці модулі апроксимують моделі процесів вилучення нафти, якими враховуються неоднорідність пласта за геолого-фізичними даними, неоднотазність і неодномірність фільтраційного потоку в пласті, стисливість та взаємна розчинність флюїдів, система розробки, можливість уточнення геолого-фізичних параметрів ідентифікацією моделі з даними історії розробки.

Сукупність моделей процесів вилучення нафти поділяють на такі:

- модель інтерпретації геолого-фізичної інформації з метою побудови розрахункової геолого-фізичної моделі;
- гідродинамічний модуль, який містить обрану математичну модель процесу вилучення нафти з пласта, розкритого системою свердловин;
- модель декомпозиції великих пластових систем і визначення технологічних показників розробки додаванням показників елементів;
- модель ідентифікації параметрів пласта за даними історії розробки;
- модель визначення техніко-економічних показників варіантів розробки.

За допомогою останнього визначення обирають раціональний варіант розробки і відповідну величину коефіцієнта вилучення нафти.

Гідродинамічні методи базуються на різних моделях пласта і фільтрації флюїдів.

Під час ТЕО коефіцієнтів вилучення нафти покладів, які вводять у розробку раціональними системами розміщення свердловин, доцільно застосовувати шаруваті моделі пласта й одновимірні моделі дво- і трифазної фільтрації. У цих варіантах перервність пласта обчислюють за допомогою коефіцієнта охоплення витісненням, а середню товщину його визначають за модифікованими фазовими проникностями. При перерахунку запасів у процесі розробки, коли пласт характеризується

неоднорідним насиченням по простяганню і нерегулярним розміщенням свердловин, можна використовувати тільки двовимірні за простяганням геологічні моделі пласта та дво- й трифазної фільтрації стиснених і нестиснених флюїдів у теригенних і карбонатних колекторах.

Неоднорідність пласта за товщиною враховують введенням псевдофазових і модифікованих фазових проникностей. Параметри таких моделей на покладах, що розробляються, ідентифікують з реальними параметрами пласта за даними історії розробки.

У широких водонафтових і газонафтових зонах можна використати двовимірні за поздовжнім розрізом і тривимірні геологічні моделі пласта та відповідні їм двовимірні у площині поздовжнього перерізу і тривимірні моделі дво- й трифазної фільтрації, які б враховували гравітаційні сили.

9.2. Визначення коефіцієнтів вилучення нафти в режимі розчиненого газу

На основі даних аналітичних, експериментальних і промислових досліджень встановлено вплив різних фізичних властивостей нафти на величину коефіцієнта вилучення (табл. 9.1). Цими даними можна користуватись для орієнтовної оцінки коефіцієнта вилучення.

Таблиця 9.1

Коефіцієнти вилучення в режимі розчиненого газу залежно від фізичних властивостей нафти

Об'ємний коефіцієнт пластової нафти	Коефіцієнт розчинності газу	$k_{\text{вил.н}}$ за в'язкості нафти, МПа·с		
		3–13	1–3	0,5–1
1,0	0,5	0,13–0,16	0,20–0,25	0,25
	1,0	0,16–0,20	0,20–0,30	0,30
1,2	0,5	0,06–0,10	0,10–0,16	0,20
	1,0	–	0,15–0,25	0,25
1,4–1,5	0,5	–	–	0,15
	1,0	–	–	0,10

9.3. Методи уточнення початкових і поточних видобувних запасів нафти за даними розробки на пізній стадії

Ця група методів має майже столітню історію. Один із них вперше запропонував А.М. Коншин. Дещо пізніше він був названий методом кривих експлуатацій. З часом число методів цієї групи збільшувалось, неодноразово змінювалась їх назва.

У 1930-х роках В.В. Білібін назвав цю групу методів статистичними, пізніше їх почали називати емпіричними і навіть екстраполяційними. Проте суть методів не змінювалась: вона полягає у виявленні статистичних

залежностей, які можна подати у вигляді різного роду кривих, між характеристиками щодо видобутку нафти й рідини по покладах, які перейшли в пізню стадію розробки, та екстраполяції цих залежностей у часі до кінця розробки з метою визначення початкових і (або) поточних видобувних запасів нафти й уточнення кінцевого коефіцієнта вилучення нафти.

Кожна така залежність є динамічною моделлю роботи покладів і характеризує динаміку основних показників розробки, обумовлену природними або штучно створеними режимами відповідно до особливостей геологічної будови покладів і властивостей флюїдів, які містяться в них. У зв'язку з цим створенню таких динамічних моделей має передувати глибокий геолого-промисловий аналіз умов розробки покладів. Він необхідний для виявлення показників, які відповідно до конкретних особливостей покладів є найбільш інформативними при визначенні початкових і (або) поточних видобувних запасів.

Залежно від режимів роботи покладів розрізняють дві групи динамічних моделей, що мають вигляд «кривих» залежностей між досліджуваними показниками розробки. Для покладів нафти, які працюють у режимі розчиненого газу або змішаному з переважанням останнього, застосовують «криві» зниження видобутку в часі. Для покладів із пружноводонапірним і водонапірним режимами характерні динамічні моделі у вигляді «кривих» залежностей накопиченого видобутку нафти від накопиченого видобутку рідини або води, які прийнято називати *характеристиками витіснення*. Відповідно до цього розрізняють дві групи методів підрахунку початкових і (або) поточних видобувних запасів нафти на об'єктах і покладах на пізній стадії розробки.

Незалежно від зазначених відмінностей процес підрахунку запасів розглянутими вище методами складається з трьох послідовних етапів:

1) узагальнення геолого-промислових даних на основі аналізу розробки об'єкта (покладу) на пізній стадії, з'ясування режиму його роботи;

2) обґрунтування об'єктивної динамічної моделі покладу, вибір найбільш інформативної для підрахунку запасів залежності між основними показниками розробки;

3) підрахунок початкових і (або) поточних видобувних запасів нафти за формулами, що ґрунтуються на параметрах обраних залежностей в межах екстраполяційних ділянок кривих до досягнення граничного рентабельного видобутку.

9.3.1. Підрахунок початкових і (або) поточних видобувних запасів нафти по покладах із режимом розчиненого газу

Найбільший досвід підрахунку поточних видобувних запасів по покладах, які тривалий час розробляються в режимі розчиненого газу,

накопичений в Азербайджані. Для таких покладів характерні зниження в часі дебіту свердловин і видобутку по об'єктах, ділянках на пізній стадії їх розробки. Зниження видобутку нафти як в окремих свердловинах, так і по покладу загалом пов'язане з природними і штучними чинниками. Природним чинником є виснаження покладу. Штучний чинник – виведення свердловин із розробки через технічні причини, погіршення умов вилучення нафти, забруднення привибійної зони внаслідок відкладання солей, парафінів, асфальтенів. Для отримання найоб'єктивніших характеристик режиму роботи покладу і кривої зниження видобутку вплив штучних чинників потрібно враховувати і мінімізувати введенням нових свердловин, а також вжиттям своєчасних заходів з ремонту підземного обладнання, очищення привибійної зони.

Для характеристики зниження видобутку нафти в часі використовують три основні типи моделей у вигляді «кривих» зниження видобутку в часі, ймовірної «кривої» продуктивності свердловин і кумулятивної «кривої» (накопиченого видобутку).

«Криві» зниження видобутку в часі. Графік зниження видобутку в часі у натуральних числах – це крива лінія, яку можна описати залежностями різного виду. Формулу такої теоретичної кривої вивів Л.С. Лейбензон:

$$q = \alpha_1(t + \beta)^{-k_1},$$

де q – обсяг видобутку за час t ; α_1 – стала величина; β – коефіцієнт, який визначається «згладжуванням кривої»; k_1 – крутизна кривої.

Для конкретних умов роботи різних покладів на пізній стадії розробки А.І. Косигін і В.В. Білібін встановили залежності обсягу поточного видобутку від часу t , що описуються формулами, наведеними нижче

$$q = \alpha/(t + \beta);$$

$$q = b/t.$$

Американський науковець Ч.С. Ларкі довів наявність іншого виду зв'язку:

$$Q = ab^t.$$

Проте практика показала, що для підрахунку запасів користуватись кривими такого виду в натуральних числах не завжди зручно. Встановлено, що коли поточний видобуток q_n , наприклад за рік, відобразити в логарифмах, то між $\lg q_n$ і часом розробки t за певних умов можливий прямолінійний зв'язок:

$$\lg q_n = \alpha - bt,$$

де α – відрізок осі ординат, який відсікає пряма при $t = 0$, за величиною він відповідає $\lg q_0$; b – кутовий коефіцієнт, що дорівнює $\lg c$.

Пряму будують методом найменших квадратів.

Оскільки пряма узагальнює закономірність зміни логарифмів значень річного видобутку залежно від дискретних значень часу t , поточні видобувні запаси нафти найточніше визначають за формулою суми членів регресивної геометричної прогресії S :

$$\Sigma S = (\alpha_1 - \alpha_n k)/(1 - k), \quad (9.3)$$

де α_1 , і α_n – члени геометричної прогресії (натуральні числа); k – показник прогресії.

Відповідно до виразу (9.3), обсяг поточних видобувних запасів нафти $Q_{\text{н.пот.вид}}$ в покладі становитиме

$$Q_{\text{н.пот.вид}} = (q_{\text{н0}} - q_{\text{н.гр.р}} k)/(1 - k) - \sum_{i=1}^n q_{\text{н}i}, \quad (9.4)$$

де $q_{\text{н0}}$ – початковий дебіт нафти у натуральних числах при $t = 0$; $q_{\text{н.гр.р}}$ – гранично рентабельний річний видобуток нафти з покладу на кінцевий період часу t_k ; k – показник прогресії, який відповідає коефіцієнту зниження видобутку; $\sum_{i=1}^n q_{\text{н}i}$ – накопичений видобуток із покладу за досліджений інтервал часу (від t_0 до t).

У свою чергу,

$$k = 1/\text{антилогарифм } b.$$

Розглянемо приклад підрахунку поточних видобувних запасів нафти за формулою (9.4). Дані для побудови рівняння регресії наведено в табл. 9.2.

У цьому й усіх інших подібних випадках кутовий коефіцієнт і вільний член рівняння прямої $\hat{y} = \bar{y} - \hat{b}(x - \bar{x})$ розраховують за відомими формулами

$$\hat{b} = \text{lg}c = \left[n \left(\sum_{i=1}^n x_i y_i \right) - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right) \left(\sum_{i=1}^n y_i \right) \right] / \left[n \left(\sum_{i=1}^n x_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2 \right] =$$

$$= (7 \cdot 37,4270 - 28 \cdot 9,5737) / (7 \cdot 140 - 28^2) = -0,0309;$$

$$\bar{y} = \sum_{i=1}^n y_i / n = 9,5737 / 7 = 1,368; \quad \bar{x} = \sum_{i=1}^n x_i / n = 28 / 7 = 4.$$

Таблиця 9.2

Дані для рівняння регресії $\text{lg } q_{\text{н}} = \alpha - bt$

Рік	Час розробки t_i , рік	Накопичений річний видобуток нафти $q_{\text{н},i}$ тис.т	$\text{lg } q_{\text{н},i}$	t_i^2	$t_i \text{lg } q_{\text{н},i}$	$\text{lg } q_{\text{н},i}$	$d = \text{lg } q_{\text{н},i} - \text{lg } q_{\text{н},i}$	$d^2 = (\text{lg } q_{\text{н},i} - \text{lg } q_{\text{н},i})^2$
1965	1	29	1,4624	1	1,4624	1,4603	0,0021	$0,441 \cdot 10^{-5}$
1966	2	26	1,4150	4	2,8300	1,4294	-0,0144	$0,2074 \cdot 10^{-5}$

1967	3	25	1,3979	9	4,1937	1,3985	-0,0006	$0,36 \cdot 10^{-6}$
1968	4	23	1,3617	16	5,4468	1,3676	-0,0059	$0,3481 \cdot 10^{-4}$
1969	5	24	1,3802	25	6,9010	1,3367	0,0435	$0,1892 \cdot 10^{-2}$
1970	6	20	1,3010	36	7,8060	1,3058	-0,0048	$0,2304 \cdot 10^{-4}$
1971	7	18	1,2553	49	8,7871	1,2749	-0,0196	$0,3848 \cdot 10^{-3}$
		165	9,5735	140	37,4270	9,5732		$0,2546 \cdot 10^{-2}$

Звідси отримаємо рівняння прямої (рис. 10.3): $\lg q_n = 1,4912 - 0,0309 t$.

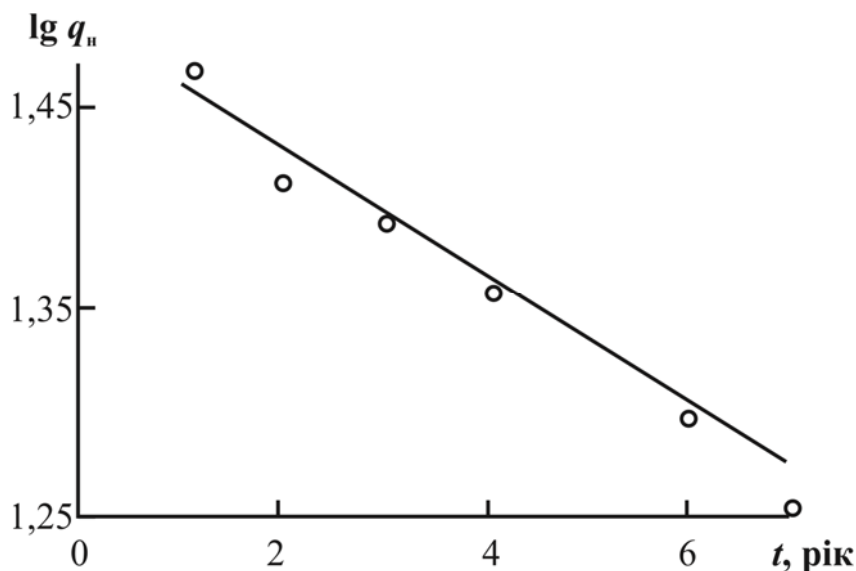


Рис. 9.3. Зміна видобутку нафти q_n у часі за кривою постійного коефіцієнта падіння (за Т.Ю. Багаровим)

За цим рівнянням обчислимо видобувні запаси, умовно прийнявши гранично рентабельний видобуток таким, що дорівнює 1 тис. т.

За $t = 0$ $\lg q_0 = 1,4912$; за $q_{n0} = 31$ тис. т; $k = 1/\text{антилогарифм } 0,0309 = 1/1,0737 = 0,9313$.

Звідси, згідно за формулою (10.4),

$Q_{\text{н.зал.вид}} = (31 - 1 \cdot 0,9313)/(1 - 0,9313) - 165 = 437,7 - 165 = 272,7$ тис. т.

Ймовірна крива продуктивності свердловин. Підрахунок поточних видобувних запасів за ймовірною кривою продуктивності свердловин базується на кореляційному зв'язку між середньодобовими попередніми й наступними дебітами свердловин за кожний рік експлуатації. При цьому припускають, що з часом дебіти кожної свердловини знижуються.

Вихідною для розрахунку кривої є таблиця фактичних даних щодо дебітів за кілька років. За цими даними обчислюють значення мінімального і максимального дебітів, логарифмують їх, різницю логарифмів ділять на величину інтервалу класу, який для зручності прийнято за 0,1. Потім складають кореляційну таблицю (табл. 9.3), в якій

по вертикалі виділяють класи попереднього дебіту, по горизонталі – наступного дебіту, а відтак розносять дебіти по кожній свердловині. При цьому дані першого року вважають попередніми, другого – наступними, потім дебіт другого року вважають попереднім відносно дебіту третього року і т.д.

Після того як таблиця складена, для кожного середнього значення інтервалу попередніх дебітів визначають середні значення наступних, потім із середніх логарифмів наступних дебітів обчислюють середні логарифми попередніх. Отримана різниця буде логарифмом коефіцієнта падіння дебітів ($\lg k$). Після їх антилогарифмування встановлюють величину k для кожного інтервалу попереднього дебіту. Залежно від швидкості зміни коефіцієнтів k їх об'єднують в укрупнені інтервали, для яких обчислюють середнє значення k в логарифмах. Після цього беруть їх антилогарифми, і всі наступні підрахунки здійснюють у натуральних числах.

На наступному етапі визначають число свердловин, які потрапили до кожного укрупненого інтервалу, і середній вхідний дебіт по них. Його обчислюють як середнє значення дебітів усіх свердловин інтервалу на останній рік розробки. Так формують кілька груп свердловин, за якими поточні видобувні запаси визначають з урахуванням послідовного переходу з вищого в нижчий укрупнений інтервал на основі відповідного коефіцієнта падіння дебіту за формулою регресивної геометричної прогресії

$$\Sigma S = (q_v - q_k k) / (1 - k) - q_v, \quad (9.5)$$

де S – видобуток у межах однієї свердловини, тис. т; q_v і q_k – відповідно вхідний і кінцевий дебіти укрупненого інтервалу.

Вхідний дебіт першого укрупненого інтервалу першої групи свердловин дорівнює середньому дебіту свердловин цього інтервалу; кінцевий дебіт відповідає значенню його нижньої межі й дорівнює вхідному дебіту другого укрупненого інтервалу для першої групи свердловин. Кінцевий дебіт цієї групи свердловин відповідає гранично рентабельному. Вхідний дебіт другого інтервалу другої групи свердловин дорівнює середньому дебіту свердловин останнього року вихідної таблиці. Отримані результати множать на число свердловин у групі n , число днів у місяці і коефіцієнт $k_{\text{екс}}$. Потім додають обсяги видобутку по всіх групах свердловин і тим самим визначають поточні видобувні запаси покладу.

Наприклад, встановлено два укрупнені інтервали значень k (табл. 9.4).

Таблиця 9.3

Кореляційна таблиця попередніх і наступних дебітів свердловин

Наступний дебіт		Середнє значення інтервалу, логарифм	1,35	1,25	1,15	1,05	0,95	0,85	0,75	0,65	0,55	Частота z_x	Сума зроблених середніх значень інтервалу в логарифмах на відповідній частоті в кожному інтервалі	Середній наступний дебіт $I_g Q$
			Межі класів, логарифм	1,40 1,30	1,30 1,20	1,20 1,10	1,10 1,00	1,00 0,90	0,90 0,80	0,80 0,70	0,70 0,60			
Середнє значення інтервалу, логарифм (середній попередній дебіт)	Межі класів, логарифм	натуральні числа	25,1 20,0	19,9 15,9	15,8 12,6	12,5 10,0	9,99 7,94	7,93 6,31	6,30 5,01	5,00 3,98	3,97 3,16	Частота z_y	Сума зроблених середніх значень інтервалу в логарифмах на відповідній частоті в кожному інтервалі	Середній наступний дебіт $I_g Q$
		натуральні числа												
1,35	1,40–1,30	25,1–20,0	. .	.								3	3,950	1,317
1,25	1,30–1,20	19,9–15,9		. .								2	2,500	1,250
1,15	1,20–1,10	15,8–12,6			.	.						2	2,200	1,100
1,05	1,10–1,00	12,5–10,0								4	4,100	1,025
0,95	1,00–0,90	9,99–7,94					. .	.				5	4,650	0,930
0,85	0,90–0,80	7,93–6,31						. .				4	3,400	0,850
0,75	0,80–0,70	6,30–5,01										0	–	(0,733) *
0,65	0,70–0,60	5,00–3,98								. .	.	3	1,850	0,616
0,55	0,60–0,50	3,97–3,16									. .	2	1,100	0,550
		Частота z_y	2	3	1	4	5	5	0	2	3	25	–	–

Таблиця 9.4

Параметри укрупнених інтервалів значень k

Номер інтервалу	Межа інтервалів	Середній вхідний дебіт, т	Число свердловин	k
1	22,4–10,6	15	10	0,937
2	10,6–0,5*	7	15	0,956

* Гранично рентабельний для даного району дебіт свердловини (0,5).

Запаси першої групи свердловин:

$$S_{I1} = (15 - 10,6 \cdot 0,937)/(1 - 0,937) - 15 = 65,4 \text{ т};$$

$$S_{I2} = (10,5 - 0,5 \cdot 0,966)/(1 - 0,966) - 10,5 = 284,2 \text{ т};$$

$$Q_{\text{Пот.вид}} = (65,4 + 284,2) \cdot 30,4 \cdot 10 \cdot 0,8 = 83\,904 \text{ т} \approx 83,9 \text{ тис. т.}$$

Запаси другої групи свердловин:

$$S_{II} = (7 - 0,5 \cdot 0,966)/(1 - 0,966) - 7 = 184,7 \text{ т};$$

$$Q_{\text{Пот.вид}} = 184,7 \cdot 30,4 \cdot 15 \cdot 0,8 = 66\,492 \text{ т} \approx 66,5 \text{ тис. т.}$$

Запаси покладу:

$$Q_{\text{Пот.вид}} + Q_{\text{Пот.вид}} = 83,9 + 66,5 = 150,4 \text{ тис. т.}$$

Аналогічно підраховують запаси проектних свердловин, вхідний дебіт яких визначено інтерполяцією між дебітами сусідніх свердловин за картою їх розміщення. Розрахунок ведуть за формулою (9.5), але без віднімання вхідного дебіту.

Поточні видобувні запаси покладу визначають сумою видобутку, розрахованого для діючих і нововведених свердловин до досягнення ними гранично рентабельного дебіту.

Крива накопиченого видобутку. Такий вид кривої запропонував А.В. Копитов у 1970 р. для уточнення початкових видобувних запасів нафти в карбонатних колекторах при розробці покладів на виснаження. Накопичений видобуток нафти Q_n досліджених покладів Волго-Уральської провінції змінюється з часом t за формулою

$$Q_n = \alpha'' - b''/t. \quad (9.6)$$

Цю залежність графічно можна подати у вигляді прямої

$$Q_{nt} = \alpha''t - b'', \quad (9.7)$$

де α'' – кутовий коефіцієнт нахилу прямої; b'' – вільний член рівняння; Q_n – видобувні запаси нафти.

Якщо час $t \rightarrow \infty$, то, згідно з формулою (9.6), кутовий коефіцієнт α'' відповідає початковим видобувним запасам. Метод А.В. Копитова придатний для застосування на покладах із пружноводонапірним режимом. Проте в цьому випадку ним можна користуватись дуже обережно, оскільки на характер залежності (9.7) істотно впливають зміни в системі розробки.

9.3.2. Підрахунок початкових видобувних запасів нафти по покладах із водонапірним режимом

Методи підрахунку початкових видобувних запасів нафти покладів, що розробляються у водонапірному режимі, базуються на використанні характеристик витіснення:

$$Q_n = f(Q_{\text{рід}}, Q_v),$$

де Q_n , $Q_{\text{рід}}$, Q_v – накопичені обсяги видобутих: нафти, рідини, води від початку розробки.

Характеристики витіснення широко застосовують при аналізі розробки й для уточнення початкових видобувних запасів нафти покладів подібного типу (методи М.І. Максимова, Т.Ю. Багорова, С.Н. Назарова–Н.В. Сипачова, Г.С. Камбарова–Д.Г. Алмамедова–Т.Ю. Махмудової, А.М. Пірвердяна, Б.Ф. Созонова, А.А. Казакова та ін.). Сфера застосування цих методів визначається розмірами покладів, об'єктів і блоків внутрішнього контуру заводнення, обводненістю продукції, в'язкістю нафти. Вони найефективніші на покладах, об'єктах і блоках із запасами до 25 млн т. Залежно від обводненості продукції і в'язкості нафти рекомендовані методи підрахунку запасів з імовірністю виходу на пряmolінійну залежність 60 % наведено в табл. 9.5.

Таблиця 9.5

Поточна обводненість видобувної продукції (%), за якої рекомендовано застосовувати метод підрахунку запасів за різної в'язкості нафти (за І.Д. Амеліним, А.В. Давидовим, Є.В. Суботіною)

Метод	В'язкість нафти, МПа·с	
	До 5	5–35
Назарова–Сипачева; Камбарова–Алмамедова–Махмудової	53–56	76–78
Казакова	76	83

Метод Назарова–Сипачова. Автори запропонували залежність у вигляді рівнянь прямої

$$Q_{\text{рід}}/Q_n = a + bQ_v, \quad (9.8)$$

де Q_n , $Q_{\text{рід}}$, Q_v – накопичені видобутки нафти, рідини і води на час t ; a і b – сталі в рівнянні прямої на розрахованій ділянці (рис. 9.4, а), визначені методом найменших квадратів.

За безперервного промивання обернена величина кутового коефіцієнта $1/b$ відповідає початковим видобувним запасам нафти.

Метод Камбарова–Алмамедова–Махмудової. За цього методу характеристика витіснення визначається залежністю (див. рис. 9.4, б)

$$Q_{\text{рід}}Q_n = b'Q_{\text{рід}} - a',$$

і дає змогу визначати видобувні запаси нафти тільки за безперервного промивання. Якщо $Q_{\text{рід}} \rightarrow \infty$, то $Q_{\text{н.вид}} = b'_1$. Сталі a' і b' визначають методом найменших квадратів.

Метод Казакова. Автор запропонував залежність накопиченого видобутку нафти від накопиченого видобутку рідини у степені λ (див. рис 9.5, в):

$$Q_{\text{н}} = a'' - b'' Q_{\text{рід}}^{-\lambda}.$$

Величину λ визначають попередньо за білогарифмічною залежністю (див. рис 9.5, з)

$$\lg n_{\text{н}} = l - d \lg Q_{\text{рід}}, \quad (9.9)$$

де $n_{\text{н}}$ – середній по роках вміст нафти у видобувній рідині; $n_{\text{н}} = 100 - n_{\text{в}}$ ($n_{\text{в}}$ – середньорічний відсоток обводненості продукції); l , d – сталі коефіцієнти прямої (9.9) на розрахунковій ділянці; $\lambda = |d| - 1$; $|d|$ – абсолютне значення кутового коефіцієнта прямої, визначене за методом найменших квадратів.

І.Д. Амелін запропонував удосконалити всі ці методи, обмеживши термін розробки покладів гранично рентабельним річним відбором нафти ($q_{\text{н.гр.рен}}$). Тим самим уточнено затверджений коефіцієнт вилучення нафти відповідно до економічних показників рентабельності розробки покладу.

Показник $q_{\text{н.гр.рен}}$ визначають за середнім гранично рентабельним дебітом діючої свердловини, який встановлюють за верхнім рівнем результуючих витрат, що відповідають чинній кон'юнктурній ціні на нафту:

$$q_{\text{н.гр.рен}} = q_{\text{н.гр.рен.св}} n \cdot 365, \quad (9.10)$$

де $q_{\text{н.гр.рен.св}}$ – середній гранично рентабельний дебіт діючої свердловини об'єкта (покладу, блока); n – число діючих свердловин.

Показник $q_{\text{н.гр.рен}}$ можна визначити за граничною обводненістю продукції.

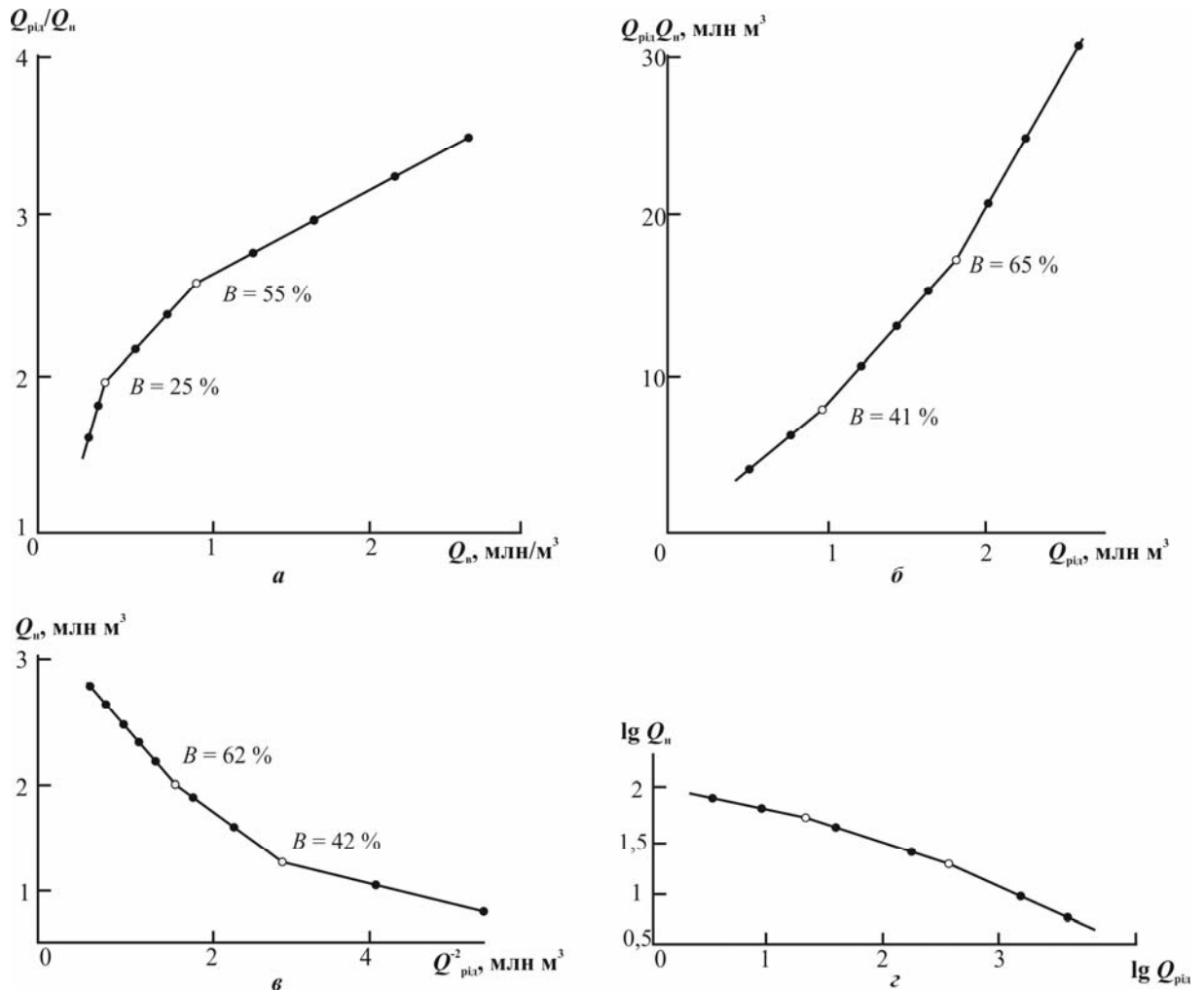


Рис. 9.4. Характеристики витіснення (за І.Д. Амелінім)

a – $(Q_{рід}/Q_н) - Q_в$; *б* – $Q_{рід}Q_н - Q_{рід}$; *в* – $Q_н - Q_{рід}^\lambda$; *г* – допоміжна залежність для визначення коефіцієнта λ ; *B* – обводненість продукції

Перетворивши рівняння (9.8) і додавши до нього величини річного видобутку нафти $q_н$ і рідини $q_{рід}$, І.Д. Амелін отримав формулу для визначення початкових видобувних запасів з обмеженням розробки досягненням $q_{н.гр.рен.}$:

$$Q_{н.вид} = \{q_{рід} - q_{н.гр.рен.} [a + b(Q_{рід} + q_{рід} t_{зал})]\} \rho_н \theta / b(q_{рід} - 2q_{н.гр.рен.}), \quad (9.11)$$

де $Q_{рід}$ – накопичений видобуток рідини на дату підрахунку, M^3 ; $t_{зал}$ – прогнозний період розробки до досягнення гранично рентабельного видобутку, роки; θ – перерахунковий коефіцієнт; $\rho_н$ – густина нафти за поверхневих умов, $кг/м^3$; $q_{рід}$ – річний видобуток рідини приймають сталим до кінця розробки за монотонного зниження річного видобутку нафти. Останню обставину враховують для визначення $t_{зал}$ незалежним методом за фактичними кривими зміни річного видобутку нафти у часі:

$$q_н = t e^{-ct},$$

де t , c – сталі коефіцієнти; e – основа натурального логарифма.

Для визначення коефіцієнтів t і c цю залежність логарифмують і отримують рівняння прямої з координатами $lg q_н$ і t :

$$\lg q_n = \lg m + c \lg e t, \quad (9.12)$$

де $\lg m$ – вільний член a рівняння прямої; m – антилогарифм a ; $c \lg e$ – кутовий коефіцієнт b рівняння прямої.

Значення $\lg m = a$ і $c \lg e = b$ знаходять методом найменших квадратів за рівнянням (9.12), після чого визначають $c = b / \lg e$.

У розглянутих формулах t може відповідати будь-якому періоду від початку досліджень кривої до кінця розробки покладу, в тому числі

$$t = t_{\text{ф}} + t_{\text{зал}},$$

де $t_{\text{ф}}$ – період, що відповідає досліджуваній ділянці прямої.

Тоді

$$e^{-e(t_{\text{ф}} + t_{\text{зал}})} = q_{\text{н.гр.рен}} / m, \quad (9.13)$$

де права частина формули – величина стала.

Оскільки e^x табульована в багатьох математичних довідниках, то визначити $t_{\text{зал}}$ нескладно:

$$t_{\text{зал}} = x/c - t_{\text{ф}},$$

де x – показник степеня експоненти за відомої правої частини формули (9.13).

Для методу Камбарова–Алмамедова–Махмудової початкові видобувні запаси покладу з урахуванням гранично рентабельного річного видобутку нафти за І.А. Амелінім визначають залежністю

$$Q_{\text{н.вид}} = [b' - (Q_{\text{рід}} / q_{\text{рід}} + t_{\text{зал}}) q_{\text{н.гр.рен}}] \rho_n \theta. \quad (9.14)$$

Відповідно перетворимо і рівняння (9.10) Казакова, щоб отримати формулу для визначення початкових видобувних запасів нафти до досягнення гранично рентабельного дебіту:

$$Q_{\text{н.вид}} = \{a^n [q_{\text{н.гр.рен}} (Q_{\text{рід}} + q_{\text{рід}} t_{\text{зал}})] / \lambda q_{\text{рід}}\} \rho_n \theta. \quad (9.15)$$

Отже, для визначення початкових видобувних запасів кожен з методів передбачає таку послідовність операцій:

- 1) побудова графіків характеристик витіснення;
- 2) розрахунок рівняння прямих на досліджуваній ділянці;
- 3) обґрунтування $q_{\text{н.гр.рен}}$ і $q_{\text{рід}} = \text{const}$;
- 4) визначення коефіцієнтів m і c , розрахунок $t_{\text{зал}}$;
- 5) визначення початкових видобувних запасів нафти за формулами (9.11), (9.14), (9.15).

Для підрахунку запасів на кожному покладі (об'єкті) дослідження проводять усіма трьома (або двома) методами відповідно до сфери їх застосування. Якщо різниця у підрахунках не перевищує 10 %, то обсяг запасів визначають як середню з величин, обчислених цими методами. За більшої різниці в підрахунках вивчають причини, що обумовлюють її. За розрахунковий обирають той із трьох методів, характеристика витіснення якого менш чутлива до змін умов розробки покладу.

9.4. Поняття про коефіцієнт вилучення газу

Відповідно до Класифікації запасів для покладів вільного газу підраховують загальні та видобувні (балансові) запаси.

У США за кінцевий пластовий тиск на газових покладах традиційно приймають 15 % початкового тиску. Такий вибір ґрунтується на емпіричному й досить наближеному припущенні, що на покладах із високим потенційним дебітом свердловин за 20 років вилучається 85 % початкових запасів газу. Зокрема М.К. Шина зазначав, що в умовах високих світових цін на газ економічно рентабельним є видобуток зі щільних порід за дебітів свердловин від 3000 до 1000 м³/добу й кінцевих тисків на гирлі від 1 до 0,3 МПа, оскільки це забезпечить підвищення коефіцієнта вилучення газу до 0,93.

Досвід розробки газових і газоконденсатних родовищ як в Україні, так і за кордоном свідчить, що повне вилучення газу з надр, як правило, не досягається. За даними М.Л. Фиша, І.А. Леонтьєва, Е.Н. Хоменкова, які узагальнили відомості щодо 47 завершених розробкою покладів, середньозважений остаточної коефіцієнт вилучення газу становив 0,895, причому 15 покладів працювали на газовому режимі і 32 – на пружноводонапірному. Коефіцієнт вилучення газу з покладів першої групи дещо більший, ніж із покладів другої групи, у середньому він становив 0,92. На 32 покладах, які працювали на пружноводонапірному режимі, остаточної коефіцієнт вилучення, середньозваженого по запасах, дорівнював 0,87, при цьому на крупніших покладах він був вищим. Окремі родовища характеризувались наднизькими коефіцієнтами вилучення. Слід зазначити, що на покладах такого родовища, як Шебелинське, яке розробляється переважно на газовому режимі, очікуваний остаточної коефіцієнт вилучення – близько 0,95. Очікувані коефіцієнти вилучення на покладах газоконденсатних родовищ, які працюють на пружноводонапірному режимі, змінюються від 0,60 до 0,85. Виходячи з досвіду розробки покладів, які експлуатуються тривалий час, коефіцієнт вилучення газу при оцінюванні прогнозних ресурсів беруть 0,85.

Отже, питання, пов'язані з обґрунтування коефіцієнта вилучення газу, є серйозною проблемою. Якщо на покладах із газовим режимом $k_{\text{вил.г}}$ можна визначити залежно від кінцевого пластового тиску, то на покладах із пружноводонапірним режимом його слід розглядати у безпосередньому зв'язку з процесами витіснення газу пластовою водою, що надійшла в поклад у процесі розробки. Оскільки для кожного покладу характерні свої особливості розробки, то при підрахунку видобувних запасів газу потрібно правильно визначити режим покладу, що для покладів, ще не введених в розробку, не завжди вдається зробити.

9.4.1. Газовий режим

Коефіцієнт вилучення газу з покладів, які працюють на газовому режимі, можна визначити залежно від прийнятої величини P_k :

$$k_{\text{вил.г}} = (P_0 \alpha_0 - P_k \alpha_k) / P_0 \alpha_0 - P_{\text{зал}} \alpha_{\text{зал}},$$

Коефіцієнт вилучення газу на покладах із газовим режимом залежить від геологічних, технологічних та економічних чинників, до яких насамперед належить пластовий тиск, продуктивна характеристика родовища, темпи

відбору газу, відстань до споживача, необхідний тиск для подачі газу споживачу та ін. Наприклад, переведення виробленого родовища на місцеві потреби дає змогу ввести його в розробку до повнішого виснаження, ніж за його роботи на магістральному газопроводі. Відповідно, це сприятиме зростанню кінцевого коефіцієнта вилучення газу, однак його величина визначатиметься умовами роботи кожного конкретного покладу незалежно від того, на якому режимі він працює.

9.4.2. Пружноводонапірний режим

Вилучення газу з покладів із пружноводонапірним режимом обумовлене пружними силами розширення самого газу, що в основному залежить від механізму і характеру витіснення газу пластовими водами, які надходять у поклад, за створення в них у процесі розробки певного градієнта тиску.

На основі експериментальних досліджень, проведених М.Т. Абасовим, Л.Б. Булавіним, Ю.П. Каратаєвим, С.Н. Закіровим та іншими вченими, виявлено вплив різних чинників на ступінь витіснення газу з природних і штучних кернів. Ступінь витіснення газу характеризують коефіцієнтом, який має той самий фізичний зміст, що й для нафтонасичених кернів.

Витіснення газу з покладів із пружноводонапірним режимом значною мірою обумовлене капілярними процесами при заміщенні газу водою. У погано проникних зразках швидкість капілярного просочування значно менша, ніж у добре проникних.

Через різну швидкість витіснення відбувається мікрозащемлення газу. Це характерно не тільки для колекторів з мікронеоднорідностями, а й для відносно однорідних. Тому при вивченні коефіцієнтів витіснення газу за допомогою безперервного промивання зразків керна їх значення змінювались у широкому діапазоні – від 0,5 до 0,9.

У процесі дослідження явища мікрозащемлення на моделі однорідного пласта з добрими колекторськими властивостями С.Н. Закіров, Ю.П. Каратаєв, Р.М. Кондратьєв установили факт розширення мікрозащемленого газу зі зниженням тиску в обводненій моделі пласта. Розширення газу спричинює збільшення залишкової газонасиченості і зниження фазової проникності для води до певних «критичних» значень (рис. 9.5).

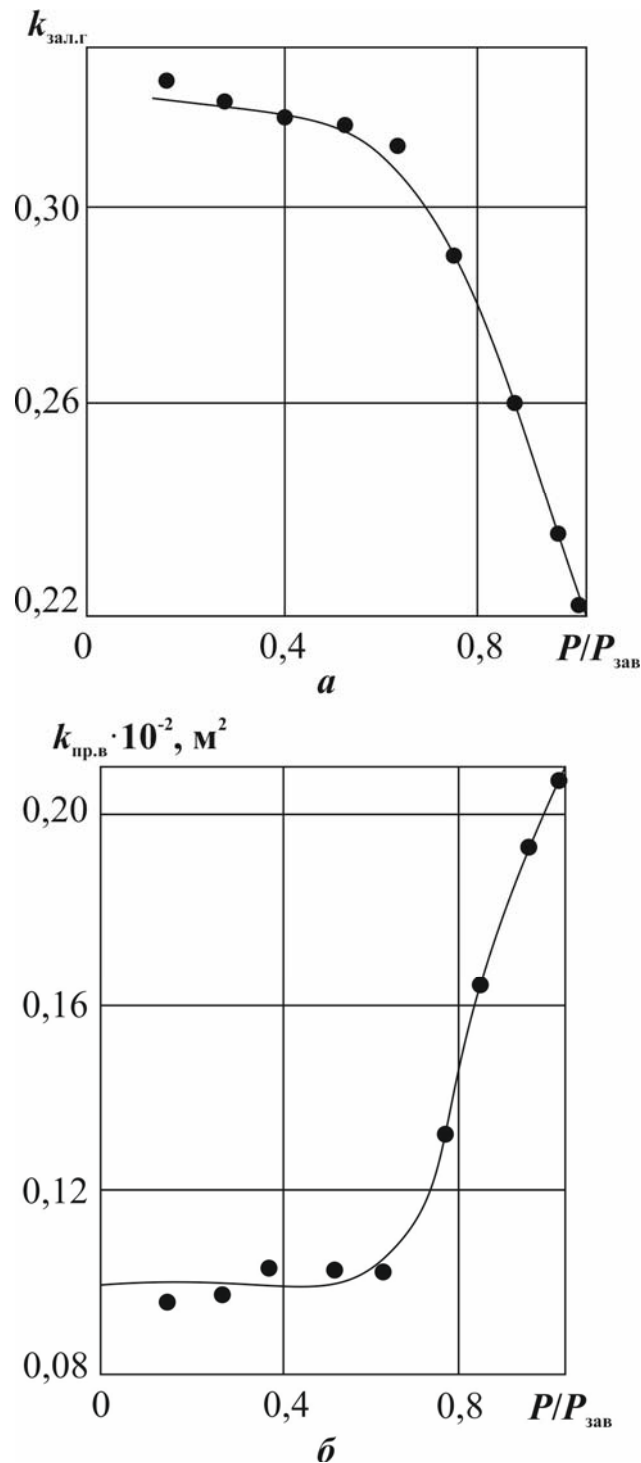


Рис. 9.5. Зміни коефіцієнта залишкової газонасиченості $k_{г.зал}$ (а) та коефіцієнта фазової проникності для води $k_{пр.в}$ (б) зі зниженням тиску P в обводненій моделі пласта (за С.Н. Закіровим, Ю.П. Каратаєвим, Р.М. Кондратьєвим).

Модель № 1: коефіцієнт початкової газонасиченості 0,74; $P_{зав}$ – тиск заводненої моделі

Набута рухливість зацмленого газу сприяє різкому збільшенню коефіцієнта витіснення (рис. 9.6). Звідси роблять висновок щодо доцільності розробки газових покладів в однорідному теригенному колекторі в умовах пружноводонапірного режиму до якомога нижчого кінцевого пластового тиску.

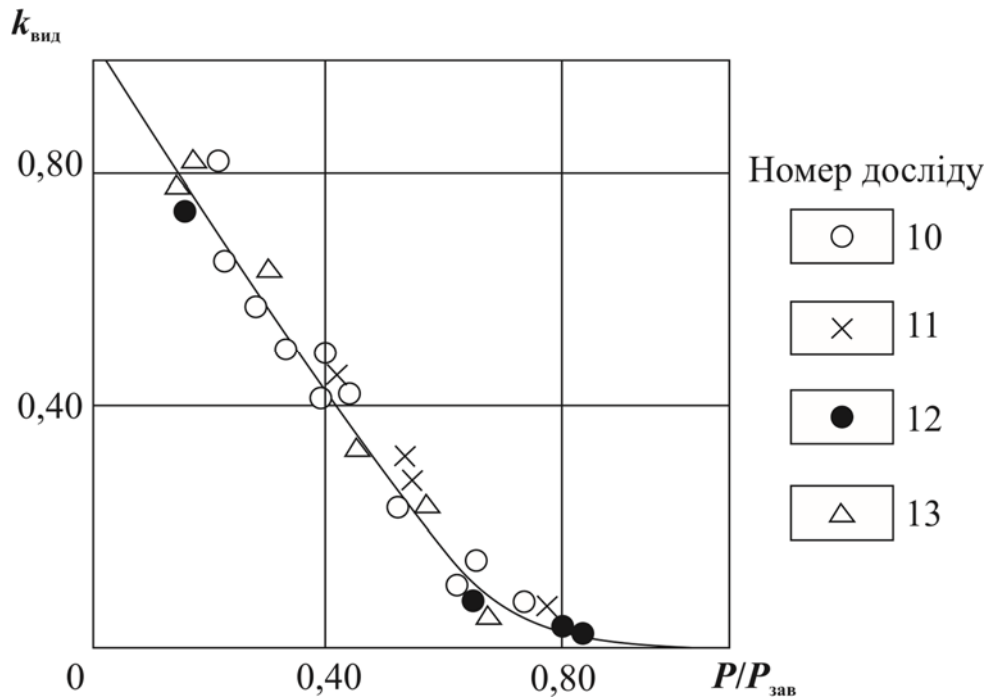


Рис. 9.6. Зміна коефіцієнта вилучення газу $k_{вил.г}$ за заміщеним газом обводненої моделі за зниження в ній тиску P (за С.Н. Закіровим, Ю.П. Каратаєвим, Р.М. Кондратьєвим)

Завдяки цьому можна досягти великих коефіцієнтів витіснення, які перевищуватимуть 0,90.

Поряд із мікронеоднорідністю на коефіцієнт вилучення газу з теригенних колекторів істотно впливає макронеоднорідність, яка обумовлює макрозащемлення газу в пластових водах у ціликах, не охоплених розробкою. Макрозащемлення можливе і в покладах, які працюють на газовому режимі. Прикладом може бути досвід розробки Шебелинського родовища, в якому після відбору більш як 50 % початкових запасів газу периферійні зони виявились незадіяними в розробку. Щоб запобігти втратам газу у ціликах, свердловини розміщують за рівномірною сіткою і здійснюють рівномірне дренавання по товщині продуктивних відкладів. Крім цих заходів широко застосовують різні методи обробки привибійної зони свердловин (нафтові, кислотні ванни, тощо).

Особливості витіснення газу водою з колекторів тріщинно-порового і тріщинуватого типів вивчали в лабораторних умовах Ю.П. Каратаєв, С.Н. Закіров, Л.Г. Геров на реальних і штучних моделях.

Характер витіснення газу з порід тріщинно-порового типу вивчали на ядрах Чиренського родовища (Болгарія) з відкритою пустотністю від 0,6 до 8,6 % і проникністю 0,001–0,530 мкм². Встановлено, що вода проникає в насичену газом породу системою тріщин. Одночасно з витісненням газу з тріщин вода заміщує газ і в блоках матриці внаслідок прямиотічного і протитічного капілярного просочування. Останнє спостерігається у випадках, коли блок газонасиченої матриці з усіх боків оточений тріщинами, насиченими водою. Результати дослідження підтвердили, що капілярне

просочування сприяє повнішому витісненню газу зі щільної матриці колекторів тріщинно-порового типу порівняно з теригенними колекторами.

Коефіцієнт витіснення зі щільних зразків змінюється в межах 0,80–0,99. Однак слід враховувати, що швидкість просочування досить низька, внаслідок чого блоки, капілярне просочування яких не завершилось, можуть опинитись під ГВК. Отже, коефіцієнт витіснення залежить від щільності системи тріщин. Розмір блоків, сумірний з розмірами ядра, дає підставу розраховувати на досягнення більшого коефіцієнта витіснення в колекторах тріщинно-порового типу порівняно з теригенними колекторами. У зв'язку з цим, щоб запобігти передчасному обводненню свердловин, при проектуванні системи розробки необхідно враховувати особливості будови продуктивних відкладів, у тому числі розміри блоків, напрямки тріщин та ін.

Характер витіснення газу з колекторів тріщинуватого типу досліджували на штучній моделі. Коефіцієнт витіснення виявився значною мірою залежним від напрямку тріщин, гравітаційного чинника, кінцевого тиску, активності пружноводонапірного режиму.

За горизонтального спрямування тріщин через менший вплив гравітаційного чинника коефіцієнт вилучення менший, ніж за вертикального. Роль гравітаційного чинника зростає також зі збільшенням поверху газоносності. Активність режиму негативно впливає на $k_{\text{вил.г}}$. Стан може погіршитись, якщо в розрізі невелика кількість вертикальних витриманих тріщин. У безводний період експлуатації залежно від положення систем тріщин моделі коефіцієнт вилучення змінювався від 0,44 до 0,80. У зв'язку з цим можна дійти висновку про доцільність відпрацювання покладів із пружноводонапірним режимом до якнайнижчого кінцевого пластового тиску.

X. ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТІВ НАФТО-, ГАЗО- І КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ

Коефіцієнти нафто-, газо- і конденсатовилучення – це співвідношення між видобувними (балансовими) і загальними запасами відповідних вуглеводнів на місці залягання, які є найважливішими показниками техніко-економічної ефективності робіт на нафтових і газових родовищах. Правильне їх прогнозування в процесі промислової оцінки родовищ має важливе значення для надрокористувачів.

Відповідно до Класифікації (1997), коефіцієнти вилучення вуглеводнів (нафти, газу і конденсату) встановлюються на основі техніко-економічних розрахунків, підлягають експертизі та затверджуються Державною комісією України по запасах корисних копалин.

Технологічні коефіцієнти вилучення газу і конденсату визначають згідно з методичним документом «Визначення коефіцієнтів вилучення газу і конденсату на різних стадіях геологічного вивчення надр» ГСТУ 41-00032626-00-017-2000, погодженим Державною комісією України по запасах корисних копалин та узгоджуються з геолого-фільтраційним моделюванням.

Технологічний коефіцієнт вилучення нафти визначають згідно з методичним документом «Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів» ГСТУ 41-00032626-00-022-2000, погодженим Державною комісією України по запасах корисних копалин та узгоджуються з геолого-фільтраційним моделюванням.

10.1. Визначення коефіцієнта нафтовилучення

Під коефіцієнтом нафтовилучення (або коефіцієнтом вилучення нафти) розуміють відношення видобувних (балансових) запасів нафти ($Q_{\text{вид}}$), тобто сумарного можливого видобутку нафти з покладу, до початкових загальних її запасів на місці залягання (Q_0):

$$\eta_n = \frac{Q_{\text{вид}}}{Q_0}.$$

З метою більш детального прогнозування і вивчення характеру розробки нафтових покладів необхідно якомога точніше визначати коефіцієнт нафтовилучення.

Так, під *проектним коефіцієнтом нафтовилучення* розуміють відношення визначених проектом розробки видобувних запасів до початкових загальних запасів. Цей коефіцієнт відповідає тій максимальній частині корисної копалини, видобуток якої є кінцевою метою розробки даного покладу.

На відміну від проектного, *поточний коефіцієнт вилучення нафти* – це відношення видобутої кількості нафти до її початкових загальних запасів. Він визначає ступінь вироблення загальних запасів на певну дату і характеризує поточний стан розробки покладу.

У підсумку за правильного розрахунку загальних запасів і коефіцієнта нафтовилучення наприкінці розробки покладу поточне нафтовилучення має відповідати проектному, якщо не вживались заходи з підвищення видобутку.

Під *первинним коефіцієнтом нафтовилучення* слід розуміти відношення кількості нафти, яка може бути вилучена (або вже видобута) за умови відсутності заходів з дії на пласт, до її початкових загальних запасів. При цьому відношення накопиченого видобутку до початкових загальних запасів є поточним коефіцієнтом нафтовилучення, а відношення проектних видобувних запасів до початкових загальних – первинним коефіцієнтом нафтовилучення.

Вторинні (поточний і проектний) коефіцієнти нафтовилучення – це відношенням відповідно вже видобутої нафти (або запроектованої до видобутку тільки внаслідок вжиття заходів з дії на пласт) до її початкових загальних запасів.

Повний коефіцієнт нафтовилучення з урахуванням всього видобутку (в тому числі й за рахунок заходів з дії на пласт) по відношенню до початкових загальних запасів дорівнює:

$$\eta_n = \frac{Q_{n1} + Q_{n2} + Q_{\text{вид } 1} + Q_{\text{вид } 2}}{Q_0}.$$

10.1.1. Фактори, що впливають на нафтовилучення

Накопичений досвід свідчить, що частина нафти залишається в надрах нафтових родовищ. Розробка нафтових родовищ основних нафтодобувних районів світу це підтверджує, за сучасних умов розробки в надрах нафтових родовищ залишається значна кількість нафти (коефіцієнт нафтовилучення в середньому становить 0,2–0,5).

Повний коефіцієнт нафтовилучення залежить від двох груп параметрів. Перша – це природні умови й умови первинної розробки покладу, друга – додаткова дія на поклад у процесі його розробки (вторинні умови).

Основними параметрами, що визначають природні умови покладу, є: властивості колектора, властивості нафти, геологічні особливості та режим розробки покладу.

Літолого-фізичні властивості порід-колекторів характеризують середовище, по якому нафта рухається до видобувних свердловин. До таких властивостей насамперед належать проникність і гідрофобність колекторів, а також ступінь їх мікро- й макронеоднорідності.

Породи-колектори впливають на повноту вилучення нафти з надр двояко. З одного боку, їх проникність, гідрофобність і мікронеоднорідність діють на безпосередній рух нафти пластом, ускладнюючи або полегшуючи його залежно від характеру цих параметрів, з іншого – значна макронеоднорідність колектора спричинює утворення в покладі значної кількості тупикових зон, в яких після закінчення розробки нафтового покладу за пружноводонапірного режиму або нагнітання води в пласт може залишатися значна кількість нафти.

У зв'язку з цим при вивченні нафтовилучення покладів з водонапірними режимами зазвичай досліджують два параметри: коефіцієнт витіснення нафти з колектора $\varepsilon_{\text{вн}}$ і коефіцієнт охоплення пласта заводненням $\eta_{\text{охоп}}$. Загальний коефіцієнт нафтовилучення є добутком цих двох коефіцієнтів:

$$\eta_{\text{вн}} = \varepsilon_{\text{вн}} \cdot \eta_{\text{охоп}}$$

Основними властивостями нафти, що впливають на нафтовилучення, є її в'язкість і густина за пластових умов. Чим вища в'язкість нафти, тим більший опір руху і тим менше нафти може бути витіснено за однієї й тієї ж витрати пластової енергії.

Основними геологічними особливостями покладів, що істотно впливають на нафтовилучення, насамперед є пластовий тиск, товщина пласта-колектора, розміри покладу, характер структури, наявність або відсутність тектонічних порушень, глибина залягання продуктивного горизонту та інші чинники.

Більшість із перелічених факторів у той чи інший спосіб визначає режим розробки покладу, тому ще донедавна режим розробки покладу вважали єдиним критерієм визначення нафтовилучення.

Так М.О. Жданов для різних режимів рекомендував такі коефіцієнти первинного нафтовилучення:

- для ефективного водонапірного режиму – 0,6–0,8;
- для ефективного режиму газової шапки – 0,5–0,7;
- для неефективного режиму газової шапки – 0,4–0,6;
- для пружноводонапірного режиму – 0,5–0,7;
- для режиму розчиненого газу – 0,2–0,4;
- для гравітаційного режиму – 0,1–0,2.

За даними Е.А. Поламбуса, у США прийняті такі коефіцієнти кінцевого первинного нафтовилучення:

- для водонапірного режиму – 0,35–0,65;
- для режиму розчиненого газу – 0,05–0,35;
- для режиму газової шапки – не менш як 0,25;
- для режиму газової шапки разом із гравітаційним – до 0,6.

Як бачимо, єдиної думки щодо впливу природного режиму розробки покладів на нафтовилучення немає. І це зрозуміло, оскільки витіснення нафти з пласта залежить від сукупності властивостей усієї пластової системи, яка є дуже складною. Значну роль при вилученні нафти з покладу відіграє діяльність людини. Видобуток залежить від вибору найраціональнішої системи розробки, а саме: проектування щільності розміщення свердловин, темпів відбору, заходів штучної дії на поклад.

10.1.2. Методи розрахунку коефіцієнтів нафтовилучення

Як уже зазначалось, нафтовилучення залежить від багатьох факторів, тому комплексне їх врахування на стадії оцінювання покладу, коли

необхідно прогнозувати нафтовилучення – дуже складна процедура. Найточніше його можна визначити тільки тоді, коли поклад практично виснажений і видобувні запаси вже формують накопичений видобуток.

На основі статистичного аналізу багатьох старих родовищ, а також з урахуванням сучасних методів досліджень і прогнозування розробки покладів з достатнім ступенем імовірності нафтовилучення можна визначити на ранній стадії робіт на родовищі. Для цього придатні три групи методів розрахунку, що ґрунтуються:

- 1) принципах матеріального балансу;
- 2) аналогії з використанням статистичних залежностей по виснажених покладах;
- 3) вивченні геологічних параметрів покладу.

Використання принципів матеріального балансу зводиться до екстраполяції умов розробки покладу до кінцевого тиску. При цьому спочатку на основі фактичних даних за відповідним рівнянням визначають початкові дренавані запаси нафти, а потім видобувні (за параметрами, визначеними для P_k).

Використання аналогії ґрунтується на припущенні, що поклад який вивчається, за своїми параметрами подібний до вже практично виснаженого, який за відповідності умов розробки характеризуватиметься аналогічним нафтовилученням. При цьому можливе статистичне вивчення багатьох виснажених покладів з різними параметрами, але аналогія має проводитись тільки за подібними умовами.

Використання розрахункових методів за геологічними параметрами покладу передбачає проведення лабораторних досліджень з витіснення нафти із породи-колектора і розрахунків, пов'язаних з вивченням неоднорідності даного покладу.

10.2. Визначення коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення

Поняття про газо- і конденсатовилучення ототожнюються з поняттям про нафтовилучення і виражаються аналогічними формулами.

Для вільного газу:

$$\eta_g = \frac{G_n + G_{\text{вид.пот}}}{G_0},$$

де G_n – накопичений видобуток вільного газу по покладу, м^3 ; $G_{\text{вид.пот}}$ – поточні видобувні запаси вільного газу, що відповідають поточному пластовому тиску, приведені до стандартних умов, м^3 ; G_0 – початкові загальні запаси вільного газу, приведені до стандартних умов, м^3 .

Для газу розчиненого в нафті:

$$\eta_R = \frac{R_n + R_{\text{вид.пот}}}{R_0},$$

де R_n – накопичений видобуток газу, розчиненого в нафті, по покладу, м^3 ; $R_{\text{вид.пот}}$ – поточні видобувні запаси розчиненого в нафті газу відповідно до поточного пластового тиску, приведені до стандартних умов, м^3 ; R_0 –

початкові загальні запаси розчиненого в нафті газу, приведені до стандартних умов, м³.

Для конденсату:

$$\eta_k = \frac{K_n + K_{\text{вид.пот}}}{K_0},$$

де K_n – накопичений видобуток конденсату по покладу, тис. т; $K_{\text{вид.пот}}$ – поточні видобувні запаси конденсату відповідно до поточного пластового тиску, приведені до стандартних умов, тис. т; K_0 – початкові загальні запаси конденсату, приведені до стандартних умов, тис. т.

Як свідчить накопичений досвід розробки газових покладів, запаси газу і конденсату (як і запаси нафти) видобуваються тільки частково, а ступінь їх вилучення залежить від геологічних умов і характеру розробки покладів. Неврахування можливих коефіцієнтів вилучення цих вуглеводнів може призвести до значних прорахунків при промисловому оцінюванні родовища.

Накопичені фактичні дані підтверджують значні коливання показників газо- і конденсатовилучення: газовилучення характеризується значеннями від кількох відсотків до майже повного видобутку, а конденсатовилучення – значно нижчими верхніми межами.

Якщо коефіцієнт газовилучення встановити або розрахувати безпосередньо для розроблюваного газового покладу неможливо, його значення в різних країнах приймають за різними правилами. Так, у колишній Югославії було умовно прийнято 85 %, в Угорщині – 80–95 %, Нідерландах – 50–85 %, Італії й Німеччині – 70–85 %, США – 75–95 %, колишньому Радянському Союзу – 85 %.

Однак, на думку багатьох дослідників, визначення коефіцієнта вилучення газу і конденсату має ґрунтуватись на ретельному вивченні кожного конкретного покладу. При цьому необхідно встановити початкові загальні запаси газу і видобувні (балансові). Ці показники визначають залежно від умов знаходження вуглеводнів у надрах, їх властивостей, характеру розробки покладу.

10.2.1. Фактори, що впливають на газо- і конденсатовилучення

На газо- і конденсатовилучення впливають дві групи факторів: природні (геологічні) і штучні (характер розробки), ступінь впливу яких істотно відрізняється.

Так, на нафтовилучення (і певною мірою на конденсатовилучення) значно впливає характер мікронеоднорідності породи-колектора, тоді як на газовилучення як газових, так і нафтових покладів він майже не діє. Те саме можна сказати і про в'язкість, яка для газу дуже мала порівняно з в'язкістю нафти.

Макронеоднорідність породи-колектора впливає значно більше (особливо на газовилучення) в умовах, коли газові, нафтові і газоконденсатні поклади працюють за пружноводонапірного режиму або із закачуванням в пласт води. У цьому разі пластовий тиск підтримують для того, щоб у

тупикових зонах, обумовлених макронеоднорідністю, газ не защемлювався, до того ж підтримання пластового тиску в результаті закачування води в пласт збільшує конденсатовилучення.

10.2.2. Способи розрахунку газовилучення із газових і газоконденсатних покладів

Розрахунок газовилучення з газових покладів залежить від режиму розробки покладів. У випадку газового режиму, який характеризується збереженням об'єму пор, що зайняті газом і постійним складом газу, коефіцієнт газовилучення може бути розрахований за формулою:

$$\eta_r = \frac{G_n + G_{\text{вид}}}{G_0},$$

де G_n – накочений видобуток газу, приведений до стандартних умов, м³; $G_{\text{вид}}$ – поточні видобувні запаси газу відповідно до поточного пластового тиску, приведені до стандартних умов, м³; G_0 – початкові загальні запаси газу, приведені до стандартних умов, м³.

Виразивши $G_{\text{вид}}$ і G_0 через параметри об'ємного методу, отримаємо

$$\eta_r = \frac{P_0 \alpha_0 - P_k \alpha_k}{P_0 \alpha_0}.$$

За методом матеріального балансу коефіцієнт газовилучення за тих же пластових умов обчислюють за формулою

$$\eta_r = \frac{v_k + v_0}{v_0},$$

де v – об'ємний коефіцієнт пластового газу.

Е. Стоян і А.О. Телфорд для визначення газовилучення в газоконденсатних покладах з постійним об'ємом рекомендують рівняння, що ґрунтуються на залежностях матеріального балансу:

$$G_n = G_0 \left(1 - \frac{v_0}{v^*}\right),$$

$$P \alpha^* = P_0 \alpha_0 \left(1 - \frac{G_n}{G_0}\right),$$

де v^* – двофазний об'ємний коефіцієнт газоконденсатної суміші; α^* – поправка на стисливість двофазної газоконденсатної суміші, що відповідає тиску P .

Використання цих рівнянь зводиться до побудови лінійних залежностей відповідно G_n від $\frac{1}{v^*}$ і $P \alpha^*$ від G_n , які екстраполюють до величини G_0 ; $G_{\text{вид}}$ отримують для заданого кондиціями або граничними умовами значення P_k .

Газовилучення з газових покладів із пружноводонапірним режимом обчислюють за наближеною формулою А.І. Ширковського:

$$\eta_r = 1,415 \sqrt{k_r m_{\text{заг}}},$$

де k_r – коефіцієнт газонасичення; $m_{\text{заг}}$ – коефіцієнт загальної пористості.

А.І. Ширковський рекомендує методи визначення газовилучення, в яких воно розраховується за даними щодо залишкової газонасиченості. У свою чергу, розрахунок залишкової газонасиченості базується на встановленні чотирьох відомих коефіцієнтів, що дають досить повне уявлення про геологічні та фізичні умови, що визначають ефективність витіснення газу водою, це:

- коефіцієнт охоплення витісненням, що дорівнює відношенню порового простору покладу, який обводнився, до початкового газонасиченого об'єму пор цієї ж частини покладу;
- коефіцієнт защемлення газу, що дорівнює відношенню об'єму порового простору, зайнятого газом за фронтом витіснення в обводненому об'ємі, до всього обводненого об'єму;
- коефіцієнт залишкової газонасиченості, що дорівнює відношенню об'єму пор, зайнятих газом у межах зони витіснення, до початкового газонасиченого об'єму пор у межах тієї ж зони;
- коефіцієнт газовилучення з обводненого об'єму.

На підставі досліджень цих коефіцієнтів загальний поточний коефіцієнт газовилучення рекомендовано визначати за формулою

$$\eta_r = 1 - \frac{P\alpha}{P_0\alpha_0} + \frac{W}{(1-k_{rw})V_0^*} \left(\frac{P\alpha}{P_0\alpha_0} - k_{rw} \frac{P_w\alpha_w}{P_0\alpha_0} \right).$$

Після досягнення кінцевих умов розробки, коли обводниться весь поклад, тобто $W = V_0^*(1 - k_w)$, ця формула спроститься:

$$\eta_r = 1 - k_{rw} \frac{P_k\alpha_k}{P_0\alpha_0}.$$

Е.Стоян, А.О.Телфорд дали кілька рекомендацій щодо визначення газовилучення в покладах із водонапірним режимом.

I. Якщо видобуток газу не розпочато, газовилучення можна визначати тими самими методами, що й для покладів із газовим режимом, але підрахунковий кінцевий тиск треба збільшити на 15–20 %, щоб запобігти прорахунку видобувних запасів газу.

II. Якщо видобуток газу розпочато, але за даними неможливо встановити характер водонапірного режиму, непрямі ознаки якого (частковий видобуток води та ін.) наявні, значення кінцевого тиску з тих самих причин треба збільшити на 25–100 % залежно від характеру роботи свердловини.

III. Якщо видобуток газу почався і дані $P\alpha = f(G_H)$ вказують на наявність неактивного водонапірного режиму, розрахунок проводять так само, як і в попередньому випадку.

IV. За активного водонапірного режиму рекомендовано такий порядок розрахунку:

1) визначають постійні припливи води D і початкові загальні запаси газу G_0 за методом матеріального балансу (чи за зниженням тиску) або тільки константу припливу води;

2) передбачають поведінку пласта для ймовірного відбору, будують

графічну залежність пластового тиску від накопиченого видобутку $P\alpha = f(G_H)$.

3) визначають об'єм води, яка проникла в пласт, для кількох значень накопиченого видобутку газу (на кілька дат) за графіком $P\alpha = f(G_H)$ і рівнянням

$$W = G_0(v_0 - v) + G_H v + w - W_i;$$

4) визначають залишкову (кінцеву) газонасиченість безпосередніми (лабораторними) вимірюваннями або наближено за емпіричними рівняннями

а) для теригенних порід-колекторів (пісковиків)

$$k_{гк}^* = 56,5 - 0,51k_{в0}^* - 69m_{пр};$$

$$k_{гк}^* = 48,3 - 0,68k_{в0}^*;$$

$$k_{гк}^* = 51,0 - m_{пр};$$

$$k_{гк}^* = 33,5;$$

б) для карбонатних порід-колекторів

$$k_{гк}^* = 40,0 \cdot (1 - k_{в0}^*).$$

5) розраховують коефіцієнт об'ємного витіснення газу водою $E_{гW}$ для різних об'ємів води, що надійшла в пласт

$$E_{гW} = \frac{W + W_i - w}{V_{пW}(1 - k_{в0}^* - k_{гW})};$$

6) визначають коефіцієнт об'ємного витіснення для кінцевих умов розробки E_K ;

7) коефіцієнт газовилучення обчислюють за рівняннями

$$\eta_{г} = 1 - \frac{P_k \alpha_k}{P_0 \alpha_0} \left[1 - E_{гW} + \frac{E_{гW} k_{гW}}{(1 - k_{в0}^*)} \right];$$

$$\eta_{г} = 1 - (1 - E_{гW}) \frac{P_k \alpha_k}{P_0 \alpha_0} - \frac{E_{гW} k_{гW} P_k \alpha_k}{(1 - k_{в0}^*) P_0 \alpha_0}.$$

Оскільки темпи зниження пластового тиску при розробці газових покладів із водонапірним режимом не є сталими, газовилучення з часом слід перераховувати, бо в міру зменшення об'єму газової частини покладу тиск газу знижується. Для найточнішої оцінки газовилучення необхідні досконалі спостереження за газоводяним контактом і тиском у водо- і газонасиченій частинах покладу.

За будь-яких методів встановлення газовилучення важливою є точність визначення режиму роботи покладу на ранній стадії його розробки. Як правило, цю точність можна підтвердити кількома пробними розрахунками на кілька дат або графіками залежності поточного накопиченого видобутку G_H від величини $\Delta(P\alpha)$, тобто за градієнтом G_H від зміни тиску.

На відміну від газових газоконденсатні поклади навіть за незмінного їх об'єму в процесі розробки характеризуються сталістю складу газу тільки в межах тиску від P_0 до P_p (тиск початку конденсації або «точка роси»). Тому всі розрахунки, наведені вище, справедливі для газоконденсатних покладів лише при вивченні їх в таких інтервалах зміни тиску. Якщо потрібно

скористатись даними, отриманими за нижчих тисків, ніж тиск початку конденсації, застосовують інші рівняння для встановлення коефіцієнта газовилучення. Зокрема Е. Стоян і А.О. Телфорд рекомендують формули

$$\eta_r = 1 - \frac{P_k \alpha_k^*}{P_0 \alpha_0};$$

$$\eta_r = 1 - \frac{P_k \alpha_k (1 - k_{kk})}{P_0 \alpha_0} - \frac{P_{ct} k_{kk} V_{kv}}{f_t P_0 \alpha_0};$$

$$\eta_r = 1 - \frac{P_k \alpha_k}{P_0 \alpha_0} + \frac{P_k \alpha_k k_{kk} f_t}{P_{ct}} - k_{kk} V_{kv},$$

де α_k^* – двофазна поправка α для кінцевого тиску P_k , яку визначають лабораторними методами або розраховують за рівнянням

$$\alpha_k^* = P_{ид} / P_{реал};$$

$P_{ид}$ – тиск при розробці покладу з ідеальним газом, який визначають графічно, виходячи з того, що його поведінку відображає пряма лінія, що об'єднує точки $P_1 = P_0 \alpha_0$, $G_H = 0$ і $P_2 = 0$, $G_H = G_0$; $P_{реал}$ – реальний тиск, який визначають з реального графіка залежності накопиченого видобутку від пластового тиску.

Газовилучення з газоконденсатних покладів, що характеризуються водонапірним режимом, залежить не тільки від складу пластової однорідної суміші, тиску випадання конденсату, залишкової газо- й конденсатонасиченості, а й від характеру витіснення вуглеводневої суміші з пласта в процесі просування води. Для запобігання випаданню конденсату в пласті використовують як природні умови водонапірного режиму, так і підтримують пластовий тиск закачуванням води. У покладах із водонапірним режимом конденсат вилучається за сприятливіших умов, але загальна кількість вуглеводнів, що вилучаються з пласта, як правило менша, ніж із покладів з газовим режимом зі сталим об'ємом.

Е. Стоян, А.О. Телфорд запропонували рівняння для визначення газовилучення з газоконденсатних покладів із водонапірним режимом.

Якщо газ (крім залишкової газонасиченості) вилучається повністю, тобто витіснення газу відбувається рівномірно, без тупикових зон, газовилучення (включаючи і конденсат) можна визначити за даними про залишкову газонасиченість, виражену через об'єм пор, параметри газу і кінцевий пластовий тиск:

$$\eta_r = 1 - \frac{k_{гW} V_0^* P_{ct} f_t}{P_0 \alpha_0} - \{E_{гW} [k_b - k_{гW} (1 - k_{b0})] +$$

$$+ (1 - E_{гW})(1 - k_{гW})(1 - k_{b0})\} \frac{P_k \alpha_k}{(1 - k_{b0}) P_0 \alpha_0}.$$

Якщо тиск не падає, тобто $P_k = P_0$, то $\alpha_k = \alpha_0$ і $k_{гW} = 0$ і формула набуває вигляду

$$\eta_r = \frac{(1 - k_{b0} - k_{гW}) E_{гW}}{1 - k_{b0}}.$$

У такому разі (в однорідних колекторах) коефіцієнт загального газовилучення є сумою двох коефіцієнтів вилучення: за рахунок зниження тиску ($\eta_{Г(P)}$) і за рахунок напору води ($\eta_{Г(W)}$):

$$\eta_{Г} = \eta_{Г(P)} + \eta_{Г(W)}.$$

Приклад визначення коефіцієнта вилучення за рахунок зниження тиску наведено вище.

Коефіцієнт вилучення за рахунок витіснення газу водою обчислюють наближено за формулою

$$\eta_{Г} = \frac{(1 - k_{в0} - k_{ГW})E_{ГW}}{1 - k_{в0}} \cdot \frac{P_{к} \alpha_{к}}{P_{0} \alpha_{0}}.$$

10.2.3. Способи розрахунку газовилучення із нафтових покладів

Коефіцієнт вилучення розчиненого в нафті газу визначають за співвідношеннями

$$\eta_{R} = \frac{R_{н} + R_{\text{вид.зал}}}{R_{0}};$$

$$\eta_{R} = \frac{R_{\text{вид}}}{R_{0}} = \frac{R_{0} - R_{\text{вид}}}{R_{0}} = 1 - \sigma_{R}.$$

Згідно з результатами деяких вітчизняних і закордонних досліджень, коефіцієнт η_{R} , що залежить в основному від властивостей нафти і газу та умов розробки покладу, змінюється приблизно від 0,4–0,5 (для покладів з природним водонапірним режимом) до 0,7–0,8 (для покладів із режимом розчиненого газу). У разі вжиття заходів з інтенсифікації нафтогазовилучення, особливо при закачуванні води в пласт, коефіцієнт вилучення розчиненого газу зменшується. Врахування частки вилучення розчиненого газу не тільки викликає значний інтерес у зв'язку з можливістю безпосереднього використання його в промисловості, а й має певне значення в економічних розрахунках, які необхідно брати до уваги при проектуванні й аналізі розробки нафтових покладів, включаючи оцінку ефективності заходів дії на пласт.

Методи визначення коефіцієнта вилучення розчиненого у нафті газу можна поділити на дві групи:

1) методи, пов'язані зі статистичною обробкою даних щодо видобутку;

2) методи, що базуються на рівняннях матеріального балансу.

Перша група методів, за якими досліджують і екстраполюють такі залежності, як $\lg R_{н} = f(Q_{н})$, $\lg R_{н} = f(\lg Q_{н})$, $\lg W = f(\lg R_{н})$, $r_{p} = f(Q_{н})$ та інші, потребує великої кількості фактичних даних про видобуток нафти і газу й може бути застосована тільки на пізній стадії розробки покладу, коли отримано відомості про газовилучення, потрібні лише для аналізу розробки.

Друга група методів не потребує великої кількості даних про видобуток і придатна на ранній стадії розробки покладів. Вона найцікавіша, оскільки дає можливість прогнозувати видобуток нафтового газу і виконувати економічні розрахунки, пов'язані з промисловою оцінкою нафтового покладу

ще на початковій стадії розробки. Основне рівняння матеріального балансу для нафтового газу є таким:

$$R_0 = R_{\text{вид}} + R_{\text{зал}} \text{ або } R_{\text{вид}} = R_0 - R_{\text{зал}},$$

що, по-суті, аналогічно рівнянню

$$\eta_R = \frac{R_{\text{вид}}}{R_0} = \frac{R_0 - R_{\text{зал}}}{R_0} = 1 - \sigma_R,$$

оскільки при діленні його на R_0 отримаємо

$$1 = \eta_R + \sigma_R \text{ або } \eta_R = 1 - \sigma_R.$$

При визначенні коефіцієнта вилучення нафтового газу методом матеріального балансу, як і в попередніх випадках, необхідно знати два параметри: початкові загальні запаси нафтового газу R_0 і кількість нафтового газу, що вилучається $R_{\text{вид}}$ (або залишається в покладі після закінчення його розробки $R_{\text{зал}}$).

Початкові загальні запаси розчиненого в нафті газу R_0 порівняно легко визначити за даними про початкову дійсну розчинність газу в нафті. Встановлення ж кількості розчиненого газу, що залишився в покладі $R_{\text{зал}}$, пов'язане з вивченням можливих умов роботи покладу та його ймовірного стану наприкінці розробки, що визначає підхід до знаходження залишкової кількості розчиненого газу в пласті.

I. За режиму розчиненого газу й неможливості утворення газової шапки в процесі розробки покладу або коли кількістю газу в покладі наприкінці розробки можна знехтувати (за пологих кутів падіння пласта, незначної висоти поверху нафтоносності, незначних глибин залягання нафтового покладу, що характерно для багатьох платформних родовищ), кількість залишкового газу визначають за формулою

$$R_{\text{зал}} = (Q_0 - Q_{\text{вид}})r_k.$$

Якщо для спрощення розрахунків за кінцеві умови розробки взято абсолютний середній пластовий тиск 1,0 МПа, то r_k для цього тиску треба визначати за даними глибинних проб пластової нафти. Коли кінцеві умови розробки пов'язані з іншим значенням середнього кінцевого тиску в покладі, величину r_k беруть з урахуванням відповідного тиску. На основі рівняння $R_0 = R_{\text{н}} + R_{\text{зал}} = \text{const}$

$$R_{\text{вид}} = R_0 - R_{\text{зал}} = Q_0 r_0 - (Q_0 - Q_{\text{вид}})r_k,$$

звідки

$$R_{\text{вид}} = Q_0(r_0 - r_k) + Q_{\text{вид}}r_k.$$

Кількість видобутого розчиненого в нафті газу за цим рівнянням можна визначити на будь-яку проміжну дату розробки. У цьому разі отримаємо залежність

$$R_{\text{н}} = Q_0(r_0 - r_k) + Q_{\text{н}}r_k,$$

або

$$R_{\text{н}} - Q_0 r = Q_0(r_0 - r).$$

Як уже зазначалось, рівняння в системі координат $(R_{\text{н}} - Q_{\text{н}}r) = f(r_0 - r)$ є рівнянням прямої з певним кутом нахилу до осі $(r_0 - r)$, що дорівнює початковим загальним запасам нафти: $Q_0 = \text{tg } \varphi$.

За правильних вихідних тверджень фактичні точки залежності $R_H - Q_H r$ від $r_0 - r$ на будь-якій стадії розробки мають збігатися з прямою, проведеною по значеннях $Q_0 = \frac{R_H - Q_H r}{r_0 - r}$. При цьому накопичений видобуток газу R_H можна

визначити на будь-яку наперед задану дату, виражену через величину r , що відповідає середньому поточному пластовому тиску P , в тому числі й для значення P_K , коли $R_H = R_{\text{вид}}$.

II. За режиму розчиненого газу й можливого утворення газової шапки (вільного газу) наприкінці розробки покладу кількість залишкового розчиненого газу складатиметься з кількості безпосередньо розчиненого в нафті газу та певної кількості вільного газу вторинної газової шапки.

1. Кількість газу, розчиненого в нафті за кінцевих умов розробки, становитиме $R_{KH} = Q_{\text{вид}} r_K$.

2. Кількість вільного газу вторинної газової шапки визначатиметься об'ємом газу, що вивільнився в покладі

а) за рахунок вилучення з пласта $Q_{\text{вид}}$ об'ємів нафти:

$$R_{\text{вивіл}} = Q_{\text{вид}} b_0 P_K \alpha_K f_t;$$

б) за рахунок осідання нафти, яка залишилася в пласті:

$$R_{\text{ос}} = Q_{\text{вид}} (b_0 - b) P_K \alpha_K f_t.$$

Отже, за режиму розчиненого газу газ, який залишився в пласті, складається з об'ємів розчиненого і вільного газу:

$$R_{\text{вид}} = R_K + R_{\text{вивіл}} + R_{\text{ос}},$$

або

$$R_{\text{вид}} = Q_{\text{вид}} r_K + [Q_{\text{вид}} b_0 + Q_{\text{вид}} (b_0 - b_K)] P_K \alpha_K f_t.$$

Звідси коефіцієнт вилучення слід розраховувати за формулою

$$\eta_R = \frac{R_{\text{вид}}}{R_0} = \frac{R_0 + R_{\text{вид}}}{R} = 1 - \sigma_R,$$

або

$$\eta_R = 1 - \frac{Q_{\text{вид}} r_K + [Q_{\text{вид}} b_0 + Q_{\text{вид}} (b_0 - b_K)] P_K \alpha_K f_t}{P_0 \alpha_0}.$$

III. За умов, коли можливе утворення вільного газу наприкінці розробки покладу, коефіцієнт газовилучення можна визначити за кінцевими значеннями коефіцієнтів нафтогазонасиченості на основі таких основних положень методу матеріального балансу:

1) початкові загальні запаси розчиненого в нафті газу, виражені через коефіцієнт початкової нафтонасиченості (k_{H0}), в пластових умовах становлять

$$R_0 = Fhm k_{H0} \theta_0 r_0.$$

2) кількість газу, безпосередньо розчиненого в нафті, яка залишилася в покладі в пластових умовах, дорівнює

$$R_K = Fhm k_{HK} \theta_K r_K,$$

або

$$R_K = Fhm (k_{H0} - k_{ГK}) \theta_K r_K.$$

3) розчинений газ, що залишився у вільному стані наприкінці розробки покладу, в пластових умовах займатиме об'єм, що дорівнює різниці об'ємів нафти, які вона займала в пластових умовах за тиску P_0 і тиску P_k , тобто

$$R_{\text{вивіл}} = (Fhm k_{\text{H0}} - Fhm k_{\text{HK}}) P_k \alpha_k f_t.$$

4) згідно з рівняннями

$$\eta_R = \frac{R_{\text{вид}}}{R_0} = \frac{R_0 + R_{\text{вид}}}{R} = 1 - \sigma_R; \quad R_0 = Fhm k_{\text{H0}} \theta_0 r_0;$$

$$R_k = Fhm (k_{\text{H0}} - k_{\text{ГК}}) \theta_k r_k \quad \text{і} \quad R_{\text{вивіл}} = (Fhm k_{\text{H0}} - Fhm k_{\text{HK}}) P_k \alpha_k f_t.$$

Коефіцієнт вилучення розчиненого в нафті газу можна визначити за рівнянням

$$\eta_R = \frac{k_{\text{H0}} \theta_0 r_0 - k_{\text{HK}} \theta_k r_k - (k_{\text{H0}} - k_{\text{HK}}) P_k \alpha_k f_t}{k_{\text{H0}} \theta_0 r_0}.$$

IV. За водонапірного режиму поклад розробляють за пластового тиску, що є вищим за тиск насичення. То ж як і в природних умовах, у разі підтримання пластового тиску закачуванням води коефіцієнт вилучення розчиненого газу дорівнює коефіцієнту нафтовилучення:

$$\eta_R = \frac{Q_0 r_0 - Q_{\text{вид}} r_0}{Q_0 r_0} = \frac{Q_0 - Q_{\text{вид}}}{Q_0} = \eta_n.$$

V. За водонапірного режиму, коли в процесі розробки покладу пластовий тиск стає нижчим за тиск насичення, а вилучена нафта заміщується водою (газова шапка не утворюється), коефіцієнт вилучення розчиненого в нафті газу з достатнім ступенем точності можна розрахувати за формулою

$$\eta_R = \frac{Q_0 r_0 - Q_{\text{вид}} r'_k}{Q_0 r_0} = 1 - \frac{Q_{\text{вид}} r'_k}{Q_0 r_0}.$$

У цьому разі абсолютний середній пластовий кінцевий тиск P'_k (а відповідно й r'_k) не відповідатиме 1,0 МПа, як у випадку режиму розчиненого газу, а матиме дещо більші значення, які слід визначати відповідно до проекту розробки і даних аналізу глибинних проб пластової нафти.

VI. За режиму газової шапки, коли розробляється лише нафтова частина газонафтового покладу, газ газової шапки витіснятиметься (заміщуватиме) вилучену нафту і формуватиме кінцеву газонасиченість у нафтовій частині покладу. Якщо газ із газової шапки, не видобувають, для визначення коефіцієнта вилучення розчиненого газу придатні співвідношення

$$\eta_R = 1 - \frac{Q_{\text{вид}} r'_k + [Q_{\text{вид}} b_0 + Q_{\text{вид}} (b_0 - b_k)] P_k \alpha_k f_t}{P_0 \alpha_0},$$

або

$$\eta_R = \frac{k_{\text{H0}} \theta_0 r_0 - k_{\text{HK}} \theta_k r'_k - (k_{\text{H0}} - k_{\text{HK}}) P_k \alpha_k f_t}{k_{\text{H0}} \theta_0 r_0},$$

а в разі видобування газу з газової шапки, розрахунок за цими формулами слід підтверджувати визначенням стану вільного газу в газовій шапці на початку й наприкінці розробки.

Як видно з наведених вище рівнянь, основним показником при визначенні коефіцієнтів вилучення розчиненого в нафті газу є розчинність газу в нафті за тих чи інших умов. Як правило, її розраховують за результатами досліджень глибинних проб пластової нафти, на основі чого розчинність газу в нафті можна отримати для будь-яких тисків.

10.2.4. Способи розрахунку конденсатовилучення

Газоконденсатні поклади розробляють як за сталого пластового тиску (за водонапірного режиму чи вжиття заходів з дії на пласт), так і за режиму природного виснаження енергії покладу, що пов'язано зі зниженням пластового тиску.

У першому випадку в зв'язку зі сталістю в покладі пластового тиску й можливістю підтримання його на рівні, вищому від рівня початку конденсації, конденсат у пластових умовах не випадатиме і газоконденсатна суміш видобуватиметься на поверхню без істотної зміни її властивостей як однофазова (газова) суміш. У цьому разі втрати конденсату в пласті пропорційні втратам газу, а коефіцієнт конденсатовилучення знаходять за формулою

$$\eta_R = \frac{K_{\text{вид}}}{K_0} = \frac{K_0 + K_{\text{вид}}}{K_0} = 1 - \sigma_k.$$

Як конденсатовилучення, так і газовилучення в цьому випадку можна визначити або на основі зіставлення початкової й кінцевої газонасиченості з урахуванням фактичного защемлення газу в тупикових зонах пласта, або за коефіцієнтами витіснення й охоплення.

У другому випадку в міру зниження пластового тиску нижче від «точки роси» в пластових умовах починається прогресивне випадання конденсату, який і формуватиме пластові втрати. Вміст конденсату в газі у процесі розробки істотно змінюється, розрахунок (разом із пластовими втратами конденсату) проводять у лабораторних умовах, вивчають поведінку газоконденсатної суміші за різних пластових тисків.

Однак згадані випадки є двома крайніми ідеалізованими схемами, які трапляються доволі рідко. На практиці найчастіше стикаються зі змішаними умовами роботи покладів, облік яких складний.

Конденсатовилучення газоконденсатних покладів із нафтовою облямівкою промислового значення визначають залежно від характеру розробки покладу.

Якщо газоконденсатну шапку розробляють після закінчення розробки нафтової облямівки без підтримання пластового тиску, втрати конденсату в пласті будуть значні. За цих умов втрати конденсатотворюючих компонентів збільшуються в результаті їх випадання в пласті з розчиненого газу, який за пластових умов виділяється з нафти. Вважають, що в цьому випадку відбувається процес контактної конденсації. Сумарні втрати конденсату при цьому слід оцінювати на основі експериментальних досліджень процесу в лабораторних умовах.

За одночасної розробки газоконденсатної шапки і нафтової облямівки в процесі зниження пластового тиску також випадатиме конденсат із газоконденсатної суміші й попутного газу, який виділився з нафти в пласті, однак цей процес характеризують як диференціальну конденсацію.

Кількісна оцінка сумарних втрат конденсату в цьому випадку дуже складна. Їх оцінюють наближено, на основі експериментальних досліджень у лабораторних умовах. При цьому слід дотримуватись наведених нижче рекомендацій.

1. За розробки в газоконденсатонафтовому покладі переважно нафтової облямівки коефіцієнт вилучення конденсату треба визначати на установці УГК-3, при цьому процес контактної конденсації проводити до тиску, за якого починається розробка газоконденсатного покладу.

2. Після того, як у пласті створиться тиск, за якого слід почати розробку газоконденсатної шапки, потрібно продовжити визначення коефіцієнта вилучення конденсату проведенням процесу диференціальної конденсації.

3. Далі досліди виконують відповідно до методики, яка викладена в «Інструкції по дослідженню газоконденсатних покладів...».

4. За одночасної розробки нафтового й газового покладів (без зміщення газонафтового контакту) коефіцієнт вилучення конденсату визначають так само, як і в разі розробки газоконденсатного пласта.

ХІ. ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ СУПУТНІХ КОРИСНИХ КОПАЛИН І КОМПОНЕНТІВ У НАФТІ ТА ГАЗІ

11.1. Підрахунок запасів розчиненого в нафті газу

Початкові загальні запаси розчиненого в нафті газу ($V_{г.р.0}$) за будь-якого режиму розробки покладу визначають за початковими загальними запасами нафти ($Q_{н.0}$) і початковим газовмістом (r_0), встановленим по пластових пробах за їх одноразового дегазування:

$$V_{г.р.0} = Q_{н.0}r_0.$$

На обсяг видобувних запасів розчиненого у нафті газу ($V_{г.вид}$) істотно впливає режим покладу. За водонапірного режиму пластовий тиск під час розробки вищий за тиск насичення ($P_{нас} < P_{пл}$), тому газовий фактор залишається сталим і початкові видобувні запаси розчиненого в нафті газу визначаються початковими видобувними запасами нафти ($Q_{н.п.вид}$) і початковим газовмістом (r_0):

$$V_{г.вид} = Q_{н.п.вид}r_0.$$

Якщо поклад працює в режимі розчиненого газу, газонапірному режимі газової шапки або змішаному за $P_0 = P_{нас}$, то видобувні запаси розчиненого в нафті газу підраховують за формулою, виведеною з рівняння матеріального балансу, і визначають за різницею між початковими загальними запасами розчиненого газу та його залишковими запасами ($V_{г.р.зал}$):

$$V_{г.вид} = V_{г.р.0} - V_{г.р.зал} = Q_{н.0}r_0 - V_{г.р.зал}.$$

Залишкові запаси розчиненого в нафті газу визначають за сумою об'ємів вільного газу в об'ємі пор, які вивільнилися за рахунок видобутої нафти, осідання невидобутої нафти та об'єму невидобутого розчиненого газу в невидобутій нафті і підраховують за формулою

$$V_{г.р.невид} = Q_{н.вид}b_0(P_k\alpha_k/P_{ст})K_t + Q_{н.невид}(b_0 - b_1)(P_k\alpha_k/P_{ст})K_t + Q_{н.невид}r_k.$$

де $Q_{н.невид}$ – невидобуті запаси нафти, тис. т; r_k – газовміст за кінцевого тиску розробки, м³/м³; α_k – поправка на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта (поправка на стиснення реальних газів) за P_k ; b_0 – об'ємний коефіцієнт однофазової пластової нафти на початок розробки, тобто при розчиненні в нафті r_0 об'ємів газу за P_0 ; b_1 – об'ємний коефіцієнт двофазової суміші пластової нафти і газу, який враховує зміну одиниці об'єму нафти зі зниженням пластового тиску від P_0 до P , тобто при виділенні з нафти $r_0 - r$ об'ємів газу; K_t – температурний коефіцієнт.

Виходячи з цієї формули, видобувні запаси розчиненого газу можна обчислити за рівнянням

$$V_{г.р.вид} = Q_{н.0}r_0 - Q_{н.вид}b_0(P_k\alpha_k/P_{ст})K_t + Q_{н.невид}(b_0 - b_1)(P_k\alpha_k/P_{ст})K_t + Q_{н.невид}r_k,$$

тобто видобувні запаси розчиненого газу – це сума об'ємів газів у видобутій і невидобутій нафті з урахуванням залишкового газовмісту та вмісту газу в об'ємі пор, які вивільнилися за рахунок видобутої нафти.

На практиці для підрахунку видобувних запасів розчиненого газу частіше використовують формулу М.О. Жданова:

$$V_{г.р.вид} = Q_{н.вид}r_0 - Q_{н.вид}(r_0/r_k) - Q_{н.вид}b_0(P_k\alpha_k/P_{ст}).$$

11.2. Підрахунок запасів конденсату

Рідини, віднесені до конденсатів, за фізико-хімічними властивостями займають проміжне положення між нафтою і газом. Вони, як правило, містять значно більший відсоток вуглеводнів від етану до пропану, ніж нафти і сухі гази. Густина дегазованих нафт здебільшого вища за 800 кг/м^3 ($0,8 \text{ т/м}^3$), тоді як густина конденсатних рідин нижча за 800 кг/м^3 . Практично до конденсатів відносять суміш вуглеводнів, які отримують з газу і які за стандартних умов перебувають у рідкому стані, тобто це пентани й висококиплячі вуглеводні.

За певних тиску й температури конденсатні рідини перебувають у газоподібному стані. За зниження тиску нижче від тиску конденсації конденсат може випадати в пласті, при цьому в рідину найпершими переходять найважчі компоненти, які характеризуються вищим тиском конденсації. Це не тільки призводить до втрат конденсату в пласті, а й впливає на підрахунок його запасів, тому досліджувати пластовий газ на конденсатність необхідно на початковій стадії розробки. При цьому свердловини мають знаходитись на різних ділянках покладу.

За промислових умов отримують сирий і стабільний конденсати.

Сирий конденсат – це рідина, що безпосередньо відокремлюється промисловими сепараторами за даних тиску й температури в якій розчинений певний об'єм газу.

Стабільний конденсат – продукт, який отримують із сирого конденсату, дегазованого за стандартних умов.

Загальні запаси конденсату обчислюють за загальними запасами газу за формулою

$$K_0 = V_{г.0} q_k / 1000,$$

де K_0 – початкові загальні запаси конденсату за стандартних умов, тис. т; $V_{г.0}$ – початкові загальні запаси газу, що містить конденсат, за стандартних умов, млн м^3 ; q_k – потенційний вміст конденсату в газі, т/млн м^3 .

Видобувні запаси конденсату визначають за залежністю

$$K_{\text{вид}} = K_0 \eta_k,$$

де η_k – коефіцієнт вилучення конденсату, який обчислюють за виразом

$$\eta_k = \frac{K_0 - K_{\text{зал}}}{K_0},$$

де $K_{\text{зал}}$ – запаси конденсату, які залишилися в покладі після закінчення розробки.

Коефіцієнт вилучення конденсату із пластових газів з низьким потенційним вмістом конденсату (до 30 т/млн м^3) визначають за різними залежностями, наприклад, за графічними залежностями між коефіцієнтом вилучення та об'ємним вмістом компонентів у пластовому газі (рис. 12.1) чи фракційним складом стабільного конденсату (рис. 12.2):

$$\eta_k = f \left[\frac{(C_2 + C_3 + C_4)}{(C_{5+\text{вищі}})} \right].$$

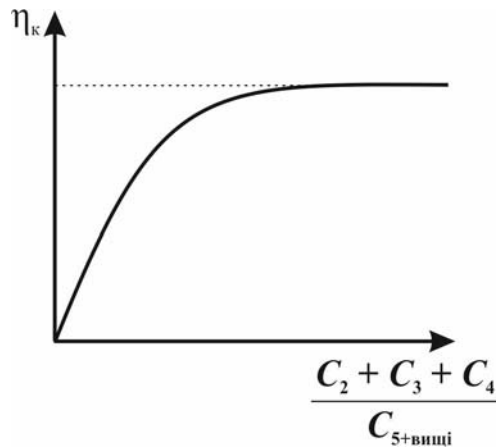


Рис. 11.1. Залежність коефіцієнта вилучення конденсату від вмісту вуглеводнів

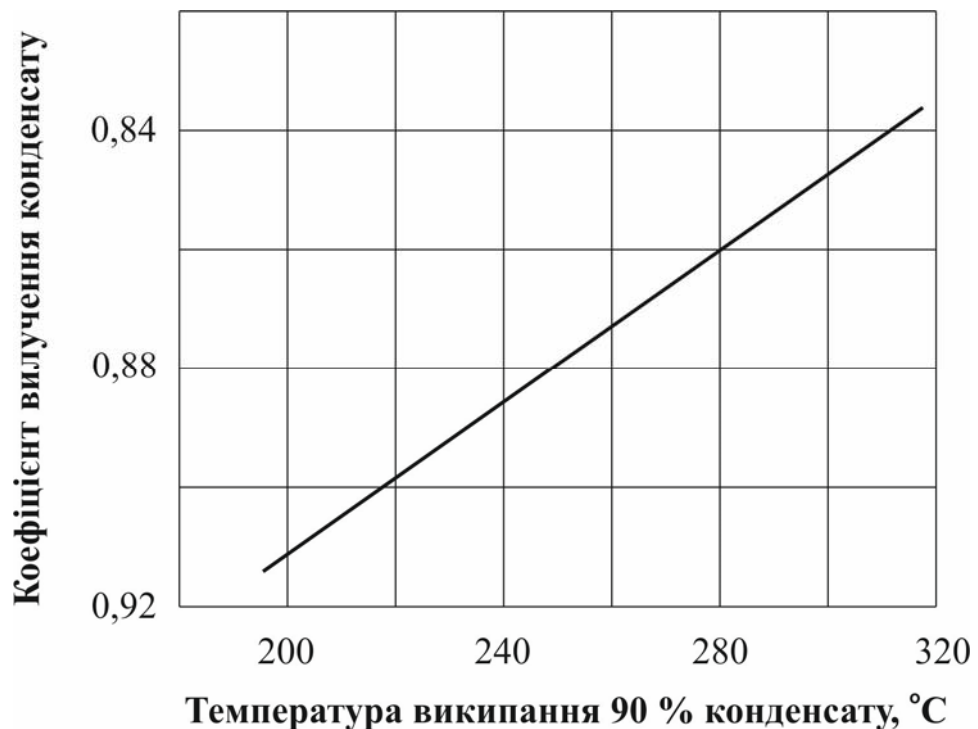


Рис. 11.2. Залежність коефіцієнта вилучення конденсату від температури википання 90 % конденсату

Коефіцієнт вилучення конденсату за такого його потенційного вмісту може досягати 0,92.

Видобувні запаси конденсату для пластових газів з його потенційним вмістом понад 30 т/млн м³ підраховують за експериментально визначеним коефіцієнтом вилучення конденсату, встановленим на основі досліджень із диференціальної конденсації пластового газу, проведених на установках фазової рівноваги.

У процесі розробки газоконденсатних покладів у міру зниження пластового тиску з газу частково виділяються висококиплячі фракції у вигляді рідкої фази, тому склад газу змінюється в бік зменшення в ньому

вмісту висококиплячих фракцій. Внаслідок цього знижуються питома вага газу та коефіцієнт стисливості, проте зміна цих параметрів практично не впливає на результати інженерних розрахунків. З метою контролю компонентного складу пластового газу періодично проводять комплекс промислових і лабораторних досліджень з його визначення.

Деякі дослідники вважають, що без урахування цих змін для покладів, у пластовому газі яких міститься близько $400\text{--}500\text{ см}^3/\text{м}^3$ рідкої фази, похибка у визначенні середнього пластового тиску сягає 15 % (а відношення P/Z – близько 17 %), що відповідно призводить до похибки у визначенні запасів газу. За вмісту рідкої фракції в газі $< 150\text{--}200\text{ см}^3/\text{м}^3$ похибка при визначенні середнього пластового тиску буде меншою за 5 %, тож розрахунок пластового тиску можна проводити без урахування об'ємів рідкої фази, що випала в пласті. Проте такі висновки базуються на теоретичному узагальненні результатів диференціальної конденсації пластових газів і потребують експериментального підтвердження.

11.3. Підрахунок загальних і видобувних (балансових) запасів етану, пропану, бутанів та інших супутніх корисних компонентів

Загальні й видобувні (балансові) запаси етану, пропану, бутанів та інших супутніх корисних компонентів підраховують на родовищах (покладах) вуглеводнів за їх мінімального вмісту, наведеного в табл. 1.1, і відповідають класу основної корисної копалини.

Зазначені концентрації супутніх корисних компонентів є мінімально рентабельними за сучасного технологічного рівня вилучення їх із природного газу, нафти і пластової води. За наявності на родовищі вивченого основного покладу з кондиційним вмістом етану 3 %, загальні запаси етану, пропану і бутанів підраховують по аналогії й на решті покладів. За кондиційного вмісту етану 3 % загальні та видобувні (балансові) запаси пропану і бутану підраховують за фактичним їх вмістом у газі.

Запаси етану, пропану, бутанів, сірки, азоту, діоксиду вуглецю підраховують у тисячах тонн, запаси гелію та інших інертних газів – у тисячах кубічних метрів.

Потенційний вміст кожного з компонентів $P_{\text{комп}}$ вимірюється у грамах на 1 м^3 за формулою

$$P_{\text{комп}} = \frac{x_i \cdot M \cdot 1000}{100 \cdot 24,04},$$

де x_i – молярна частка у пластовому газі конкретного супутнього компонента, %; M – молярна маса цього компонента.

Щоб отримати запаси кожного компонента в тисячах тонн у розрахунку на пластовий газ, необхідно показник його потенційного вмісту в тоннах на 1 млн м^3 помножити на об'єм запасів вільного газу в мільйонах кубічних метрів у покладі:

$$Q_{\text{комп}} = V_{\text{г.0}} P_{\text{комп}} / 1000.$$

Запаси гелію визначають за формулою

$$V_{\text{He}} = \frac{V_{\text{r}} M_{\text{He}}}{100},$$

де V_{He} – запаси гелію, тис. м³; V_{r} – запаси газу, млн м³; M_{He} – молярна частка гелію в пластовому газі, %.

XII. ПЕРЕВЕДЕННЯ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ У ВИЩІ КЛАСИ І ПЕРЕРАХУНОК (ПОВТОРНИЙ ПІДРАХУНОК) ЗАПАСІВ

12.1. Переведення запасів нафти і газу у вищі класи

У процесі пошуків, розвідки, дослідно-промислової та промислової розробки при розбурюванні покладів свердловинами, згідно з відповідними проектними документами, запаси переводять у вищі класи. Це можливо тільки тоді, коли у свердловинах на ділянках розбурених покладів проведено видобуток вуглеводнів і комплекс досліджень, передбачених Інструкцією із застосування Класифікації.

Всі дані щодо нових виявлених родовищ та їх геолого-економічної оцінки вносять до Державного балансу запасів України, згідно з формою статистичної звітності № 6-ГР звітного балансу запасів вуглеводнів, що розроблена ДКЗ України відповідно до вимог Класифікації (1997).

Державний баланс є генералізованою збіркою відомостей для прийняття управлінських рішень на рівні центральних і вищих органів виконавчої влади щодо:

- визначення оптимальних рівнів видобутку нафти і газу в країні;
- оцінювання забезпеченості економіки країни розвіданими достовірними запасами вуглеводневої сировини;
- розробки планів розвитку нафтогазової промисловості;
- розробки напрямів подальшого геологічного та техніко-економічного вивчення нафтогазоносних надр;
- надання надр у користування з метою геологічного вивчення та видобування нафти та газу;
- розробки заходів, що забезпечують раціональне і комплексне освоєння родовищ вуглеводнів у процесі їх промислового використання.

Очевидно, що для вирішення перших трьох завдань державного обліку запасів вуглеводнів вирішальне значення мають достовірні розвідані запаси класу 111, які є єдиною реальною підставою для планування можливих оптимальних рівнів видобутку нафти і газу, оскільки об'єднують видобувні запаси, розробка яких є економічно ефективною, які мають достатню геологічну (категорії A+B+C₁) та техніко-економічну вивченість й повністю підготовлені до промислової розробки або знаходяться у промисловій розробці. Тому як для власника надр, так і для інвестора достовірні запаси є вкрай важливим класом і в Державному балансі їх належить відповідним чином виділяти.

Наявність у родовищі запасів класу 111 вказує на те, що воно належить до Державного фонду родовищ і підготовлене до промислової розробки, а також на те, що кількість цих запасів на момент оцінки достатня для компенсації капіталовкладень у промислове освоєння родовища. Віднесення запасів вуглеводнів до класу 111 означає, що ці запаси належним чином

(відповідно до законодавства) перевірені й підтвержені як можливі для видобутку.

Вірогідні розвідані запаси класу 121 та попередньо розвідані класу 122 є найближчим і реальним резервом для нарощування кількості достовірних запасів класу 111 і підставою для розробки напрямів подальшого геологічного і техніко-економічного вивчення.

Наявність запасів класу 121 (у разі відсутності запасів класу 111) вказує на те, що в межах ділянки нафтогазоносних надр, що вивчається, виявлено розвідані запаси вуглеводнів, але їх техніко-економічна вивченість недостатня для детальної геолого-економічної оцінки, або їх кількість недостатня для того, щоб компенсувати всі капіталовкладення в розвідку і промислове освоєння досліджуваної ділянки нафтогазоносних надр. Ділянка нафтогазоносних надр (родовище), в межах якої найдетальніше вивчені запаси вуглеводнів класу 121, має бути віднесена до таких, що знаходяться у розвідці. Нарощування кількості запасів цього класу сприятиме підвищенню ступеня підготовленості ділянки надр до промислового освоєння й можливості переведення запасів класу 121 до класу 111, коли їх належна вивченість і їх кількість будуть достатніми для компенсації капітальних вкладень, необхідних для промислового освоєння всіх запасів вуглеводнів ділянки.

Наявність запасів класу 121 у межах об'єкта геологорозвідувальних робіт разом із запасами класу 111 вказує на те, що родовище (ділянка надр) в цілому підготовлене до промислової розробки або розробляється, але в його межах існують техніко-економічно недовивчені частини, що будуть об'єктами експлуатаційної розвідки.

Попередньо розвідані запаси класу 122 є більш віддаленим, але достатньо реальним резервом для нарощування достовірних промислових запасів. Ділянка нафтогазоносних надр (родовище), в межах якої найдетальніше вивчені запаси вуглеводнів класу 122, має бути віднесена до таких, що підготовлені до розвідувальних робіт або знаходяться у розвідці. Для підготовки до промислового освоєння такої ділянки (родовища) потрібно виконати додаткові геологорозвідувальні роботи (у тому числі дослідно-промислова розробка) і техніко-економічні дослідження з метою переведення до класу 111 достатньої кількості запасів вуглеводнів.

На родовищах (ділянках нафтогазоносних надр), що розробляються або визнані підготовленими до промислової розробки, користувачі надр зобов'язані, відповідно до чинного законодавства про використання надр, здійснювати геологічне довивчення запасів, що залучаються до розробки. Тому переведення запасів класів 121, 122 і 332 до промислових достовірних запасів класу 111 є завданням експлуатаційної розвідки як випереджуючої, так і супроводжуючої. Родовище в цілому або ділянка нафтогазоносних надр як об'єкт надрокористування та обліку має бути віднесена до таких, що знаходяться у промисловій розробці.

На родовищах (ділянках нафтогазоносних надр), що знаходяться в процесі геологічного вивчення і дослідно-промислової розробки, переведення запасів класів 121, 122 і 322 до достовірних промислових запасів класу 111 є завданням геологорозвідувальних робіт розвідувальної стадії геологорозвідувального процесу.

Разом із запасами основних корисних копалин у вищі класи також переводяться і запаси супутніх корисних компонентів, що містяться в них.

За результатами геологічного вивчення та дослідно-промислової розробки, промислової розробки надрокористувачі оцінюють або переоцінюють запаси і подають на експертизу. За результатами експертизи переоцінені запаси до 5 лютого наступного року користувачі надр подають у Геоінформ України за формою 6-ГР.

12.2. Особливості перерахунку запасів нафти, газу і конденсату покладів, що знаходяться у розробці

Перерахунок запасів (ГЕО) проводять через кожні 5 років, згідно з п. 25 постанови КМУ від 22.12.1994 № 865 «Про затвердження Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин».

Виконана ГЕО родовища подається на державну експертизу і затвердження до ДКЗ України.

Повторна геолого-економічна оцінка запасів родовищ корисних копалин та її державна експертиза й оцінка проводяться також у разі:

- коли перегляд вимог стандартів і технічних умов щодо кількості чи якості корисних копалин, технології їх переробки призводить до зменшення сумарних розвіданих запасів більш як на 20 % або зростання їх обсягу більш як на 50 %; запаси родовищ, що розробляються, підлягають повторній експертизі та оцінці, якщо внаслідок гірничодобувних або додаткових геологорозвідувальних робіт сумарні розвідані запаси зростають більш як на 50 % порівняно з раніше оціненими Державною комісією України по запасах корисних копалин, або якщо списані й передбачені для списання розвідані запаси як такі, що не підтвердилися чи недоцільні для видобутку за техніко-економічними умовами родовищ, перевищують нормативи, встановлені законодавством;

- коли різниця у розмірі становить понад 20 % порівняно з фактичними техніко-економічними та фінансовими показниками господарської діяльності, пов'язаної з видобуванням корисних копалин, а також, коли зміни в технологічних схемах призводять до такої різниці.

Отже, перераховують запаси по покладах, що розробляються. Якщо за даними розвідувальних робіт запаси підраховують на основі статичної моделі об'ємним методом, то в процесі розробки покладів нафти і газу розглядають можливість для використання додаткових методів, заснованих на принципі матеріального балансу. Проте неодмінною умовою їх використання є

проведення в свердловинах і по покладу загалом постійних геологічних та інших досліджень, спрямованих на вивчення покладу як динамічної моделі.

Перерахунок запасів здійснюється об'ємним методом і затверджується ДКЗ України.

Додатково запаси підраховують і підтверджують методами матеріального балансу, тоді додатковий метод добирають у кожному конкретному випадку за найдостовірнішими фактичними даними та на основі режимів розробки покладів.

Вибір додаткового методу для підтвердження запасів залежить від якості й повноти фактичних даних, їх достовірності, а також від можливості прийнятого методу стосовно умов конкретного покладу. З цією метою насамперед проводять аналіз щодо виявлення причин зниження або завищення запасів, підрахованих на підставі попередніх розвідувальних або видобувних робіт. Проте і їх використання обмежується жорсткою умовою дренажу всього об'єму покладу. Якщо вода почала надходити в поклад раніше, ніж весь його об'єм був охоплений дренажем, то при підрахунку запасів як нафти, так і газу можливі похибки.

Порядок оформлення матеріалів з підрахунку запасів родовищ нафти і газу визначено «Інструкцією про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу».

ХІІІ. ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВНИХ РЕСУРСІВ НАФТИ І ГАЗУ

Об'єктами оцінки перспективних ресурсів нафти і газу є підготовлені до глибокого буріння пастки в межах нафтогазоносних структурно-фаціальних зон. У межах пастки їх визначають як суму ресурсів, підрахованих у кожному пласті (горизонті), наявність яких у розрізі та можлива продуктивність передбачені на основі структурно-фаціального аналізу і за аналогією із вивченими родовищами, виходячи з умов формування нафтових і газових родовищ-аналогів.

Перспективні ресурси нафти і газу оцінюють об'ємним методом.

Для нафти загальні перспективні ресурси $Q_{н.з.рес}$ визначаються згідно з початковою геолого-економічною оцінкою (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної нафтоносної ділянки надр. Кількість ресурсів визначають за формулою

$$Q_{н.з.рес} = F_{персп} h_{еф} k_{п} k_{н} \theta \rho_{н},$$

де $F_{персп}$ – перспективна площа очікуваної нафтоносності; $h_{еф}$ – товщина нафтогазоносного покладу; $k_{п}$, $k_{н}$, θ – коефіцієнти відповідно відкритої пористості, нафтонасиченості і перерахунковий; $\rho_{н}$ – густина нафти.

Для нафти очікувані видобувні перспективні ресурси $Q_{н.в.рес}$ згідно з початковою ГЕО-3 й матеріалами техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про доцільність пошукових робіт визначають за формулою

$$Q_{н.в.рес} = Q_{н.з.рес} \eta_{н},$$

де $\eta_{н}$ – коефіцієнт вилучення нафти.

Для газу загальні перспективні ресурси $V_{г.з.рес}$ згідно з початковою ГЕО-3 можливого промислового значення перспективної газоносної ділянки надр визначають за формулою

$$V_{г.з.рес} = F_{персп} h_{еф} k_{п} k_{г} (P_0 \alpha_0 - P_{зал} \alpha_{зал}) f,$$

де $V_{г.з.рес}$ – загальні перспективні ресурси газу, приведені до стандартних умов, млн м³; $F_{персп}$ – перспективна площа очікуваної газоносності, тис. м²; $h_{еф}$ – ефективна газонасичена товщина пласта, м; $k_{п}$ – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці; $k_{г}$ – коефіцієнт газонасичення, частка одиниці; P_0 , $P_{зал}$ – початковий та залишковий пластові тиски в покладі ($P_{зал} = 0,1$ МПа), МПа; α_0 , $\alpha_{зал}$ – поправка на відхилення властивостей вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта для P_0 та $P_{зал}$, частка одиниці; f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури, частка одиниці; при оцінці загальних перспективних ресурсів газу також необхідно враховувати коефіцієнт переведення тиску з МПа у фізичні атмосфери, який дорівнює 9,8692 (1 атм = 0,101325 МПа, звідки 1 МПа = 9,8692 атм).

Для газу очікувані видобувні перспективні ресурси $V_{г.в.рес}$ згідно з початковою ГЕО-3 й матеріалами ТЕМ про доцільність пошукових робіт визначають за формулою

$$V_{г.в.рес} = V_{г.з.рес} \eta_{г},$$

де $\eta_{г}$ – коефіцієнт вилучення газу.

Параметри, які входять до формул оцінки перспективних ресурсів як загальних, так і можливих видобувних (балансових), визначають під час прогнозування.

Для встановлення перспективної площі покладу $F_{персп}$ застосовують структурні побудови, виконані на перспективній нафтогазоносній ділянці по кожному ймовірно продуктивному пласту. У разі збігу структурних планів відбиваючого сейсмічного (маркуючого) горизонту і перспективного нафтогазоносного пласта в межах досліджуваної структурно-фаціальної зони використовують структурні карти по відбиваючому сейсмічному (маркуючому) горизонту, складені за даними сейсморозвідки, структурного буріння або комплексу цих методів. Якщо встановлено закономірне незбігання цих структурних планів (планова або амплітудна невідповідність), то попередньо виконують уточнюючі структурні побудови.

Площа нафтоносності (газоносності), яка, в основному, і визначає достовірність оцінки ресурсів, залежить від положення УВНК (УГВК), а також від поширення колекторів у межах можливої площі пастки. Через виклинювання пласта (горизонту) або літолого-фаціального заміщення колектора на всю його товщину площа перспективного покладу зменшується. Вплив цих чинників на можливу величину перспективної площі нафто(газо)носності покладу можна врахувати кількома способами, залежно від умов залягання виявлених покладів нафти і газу в спільній з перспективними площами структурно-фаціальній зоні. Із вибраним способом визначення можливих нафтогазоносних площ необхідно ув'язувати і способи обґрунтування ефективних нафтогазонасичених товщин пласта.

13.1. Безпосереднє визначення площі нафтогазоносності

Цей спосіб застосовують, якщо:

- а) перспективна структура підготовлена сейсмічними методами на рівні продуктивного пласта (горизонту);
- б) нафтогазоносний пласт на сусідніх покладах структурно-фаціальної зони не виклинювався і не заміщувався на всю товщину;
- в) у межах структурно-фаціальної зони встановлено закономірну зміну абсолютних відміток УГВК (УВНК) у певному напрямку.

За дотримання цих умов складають карту контактів, на якій у точці, що відповідає найвищій абсолютній відмітці структури, інтерполяцією визначають абсолютну відмітку УВНК (УГВК) кожного покладу. За цією відміткою на структурній карті, побудованій за даними сейсморозвідки, проводять зовнішній контур нафто(газо)носності, який і обмежує прогнозу площу покладу.

Під час визначення середньої ефективної нафто(газо)насиченої товщини прогнозного покладу слід враховувати його розташування відносно розвіданих аналогів, а також тип покладу.

Якщо перспективна структура розміщена між розвіданими покладами пластового типу, то середнє значення параметра визначають інтерполяцією між середніми значеннями ефективної нафтогазонасиченої товщини цих покладів. У тих випадках, коли перспективна структура розміщена поза межами розвіданих ділянок структурно-фаціальної зони, її середню нафтогазонасичену товщину визначають екстраполяцією середніх значень товщин розвіданих покладів.

На покладах масивного типу, середнє значення ефективної нафтогазонасиченої товщини пласта потрібно обчислювати з урахуванням співвідношення $R = \bar{h}_{н.(г.)\text{еф}} / F_{\text{покл}}$ на розвіданих покладах-аналогах цієї структурно-фаціальної зони. Величину R на перспективній структурі визначають інтерполяцією, якщо вона розміщена між розвідувальними покладами, й екстраполяцією, якщо вона знаходиться поза межами розвіданих покладів, але у тій самій структурно-фаціальній зоні.

Середнє значення ефективної нафто(газо)насиченої товщини масивного покладу прогнозованої перспективної структури дорівнюватиме

$$\left(\bar{h}_{н.(г.)\text{еф}} / F_{\text{покл}} \right) F_{\text{персп}},$$

де $\bar{h}_{н.(г.)\text{еф}} / F_{\text{покл}}$ визначають інтерполяцією або екстраполяцією; $F_{\text{персп}}$ – перспективна площа, встановлена раніше.

13.2. Визначення можливої площі нафтогазонасиченості за допомогою коефіцієнта заповнення пастки

Визначення площі перспективної структури цим способом доцільне, якщо:

1) структура підготовлена структурним бурінням або структурним бурінням у комплексі з сейсмічними методами за відбиваючим сейсмічним (маркуючим) горизонтом, який розміщений значно вище від продуктивних пластів (горизонтів);

2) на розвіданих покладах встановлено виклинювання або літолого-фаціальне заміщення пласта на всю товщину;

3) деякі структури, що розміщені поряд із перспективною, при розбурюванні виявилися непродуктивними («пустими»); під «пустими» розуміють структури, в яких із різних причин при розбурюванні не встановлено покладів нафти і газу.

Усереднений коефіцієнт заповнення пастки $k_{\text{сер.з}}$ розраховують як середньозважену величину з урахуванням усіх структур даної структурно-фаціальної зони, що знаходяться у глибокому розвідувальному бурінні на дату підрахунку і не залежать від їх результатів. Коефіцієнт заповнення пасток обчислюють за формулою

$$k_{\text{сер.з}} = \frac{\sum_{i=1}^m F_{\text{покл.}i}}{\sum_{k=1}^n S_k}, \quad (13.1)$$

де $F_{\text{покл.}i}$ – площі покладів розвіданих родовищ у досліджуваному продуктивному пласті; S_k – площі структур у межах нижньої замкненої ізогіпси на структурній карті по відбиваючому сейсмічному (маркуючому) горизонту, які знаходяться в глибокому розвідувальному бурінні (у тому числі площі пустих структур).

Якщо в продуктивному пласті виявленого покладу є кілька продуктивних прошарків, які виклинюються або літолого-фаціально заміщені на всю товщину, внаслідок чого запаси по кожному продуктивному прошарку підраховують окремо, то в формулі (13.1) по таких покладах враховують середню площу, яку визначають зважуванням продуктивної площі кожного прошарку по його середній нафтогазонасиченій товщині за виразом

$$\bar{F} = \frac{\left(\sum_{\zeta=1}^m \bar{F}_{\zeta} h_{\text{н(г)еф}\zeta} \right)}{\left(\sum_{\zeta=1}^m \bar{h}_{\text{н(г)еф}\zeta} \right)},$$

де $\sum_{\zeta=1}^m \bar{F}_{\zeta} h_{\text{н(г)еф}\zeta}$ – сумарний об'єм колекторів нафтогазонасиченої частини прошарків; $\sum_{\zeta=1}^m \bar{h}_{\text{н(г)еф}\zeta}$ – сума середніх ефективних товщин нафтогазонасичених прошарків.

Прогнозну нафтогазонасичену площу на перспективній структурі $F_{\text{персп}}$ розраховують множенням її площі $S_{\text{персп}}$ по відбиваючому сейсмічному (маркуючому) горизонту в межах нижньої замкненої ізогіпси на середній коефіцієнт заповнення:

$$F_{\text{персп}} = S_{\text{персп}} \left[\frac{\left(\sum_{i=1}^m F_{\text{покл.}i} \right)}{\left(\sum_{k=1}^n S_k \right)} \right].$$

За цією формулою визначають продуктивну площу як нафтових, так і газових покладів, які можуть бути виявлені в перспективній структурі.

Середнє значення ефективної нафтогазонасиченої товщини пласта $\bar{h}_{\text{н(г)еф.персп}}$ для будь-якого типу покладів обчислюють за залежністю

$$\bar{h}_{\text{н(г)еф.персп}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^m \bar{h}_{\text{н(г)еф.}i} \right)}{\left(\sum_{i=1}^m F_{\text{покл.}i} \right)},$$

де $\bar{h}_{\text{н(г)еф.}i}$ – середні ефективні нафтогазонасичені товщини продуктивного пласта розвіданих покладів; $F_{\text{покл.}i}$ – нафтогазонасичені площі тих самих покладів.

13.3. Принципи визначення решти підрахункових параметрів

Коефіцієнти відкритої пористості ($k_{\text{п}}$), нафто- і газонасиченості ($k_{\text{н}}$), ($k_{\text{г}}$), перерахунковий (θ), густину нафти ($\rho_{\text{н}}$) для оцінки перспективних ресурсів нафти, а також газонасиченість і початковий пластовий тиск для оцінки перспективних ресурсів вільного газу обирають відповідно до регіональної зміни середніх значень цих параметрів по вже виявлених

покладах. Для цього складають карти їх зміни у межах структурно-фаціальній зони. Залежно від розміщення перспективних структур відносно вже виявлених покладів середнє значення параметрів встановлюють екстраполяцією або інтерполяцією.

Баричний і температурний коефіцієнти для визначення об'єму вільного газу розраховують за картами ізотерм та ізобар, складеними за даними вже виявлених покладів.

Потенційний вміст конденсату у вільному газі приймають за аналогією з відповідним сусіднім покладом з однаковими термобаричними умовами або за середнім потенційним вмістом C_{5+} вище у складі пластового газу покладів, розміщених поблизу перспективної структури, або на основі встановленої закономірності зміни цього параметра.

Початковий газовміст для оцінки ресурсів розчиненого в нафті газу приймають за аналогією з сусіднім розвіданим покладом в ідентичних геологічних умовах або як середнє значення цього параметра в сусідніх покладах або інтерполяцією.

Коефіцієнти вилучення нафти чи газу беруть за аналогією з сусідніми покладами, що затверджені ДКЗ України, запаси яких одного й того самого порядку з ресурсами перспективних структур.

13.4. Оцінка перспективних ресурсів на перспективних площах із прогнозними нафтогазовими або газонафтовими покладами

Оцінка перспективних ресурсів класу 333 (кат. C_3) на перспективних площах із прогнозними нафтогазовими або газонафтовими покладами складніше, ніж однофазових покладів, що пов'язано з необхідністю взаємної ув'язки можливих нафтонасичених (газонасичених) товщин та ефективних нафтонасичених (газонасичених) товщин у нафтовій і газовій частинах покладу, що зробити дуже складно або практично неможливо, особливо для пластових склепінних покладів з нафтовою облямівкою. Тому перспективні ресурси двофазових покладів доцільно оцінювати безпосередньо через об'єми колекторів нафтонасиченої і газонасиченої частин покладу.

Найпростішими і водночас достатньо достовірними є схеми оцінювання, що наведені нижче.

Для виявлених покладів досліджуваного продуктивного пласта, розміщених в одній структурно-фаціальній зоні з перспективними структурами, визначають окремо нафтонасичені та газонасичені об'єми колекторів із запасами класів 111+121+221+122+222 (кат. $A+B+C_1+C_2$). Якщо перспективні структури розміщені між уже виявленими покладами, а глибоким бурінням пусті структури не виявлені, то для кожного покладу розраховують об'єми нафтонасичених R_{ni} (газонасичених R_{ri}) колекторів на 1 км² площі S_i структури по відбиваючому сейсмічному (маркуючому) горизонту:

$$R_{ni} = \frac{V_{ni}}{S_i}; \quad R_{ri} = \frac{V_{ri}}{S_i},$$

де V_{ni} і V_{gi} – об'єми нафто- і газонасичених колекторів по вже виявлених покладах із запасами класів 111+121+221+122+222 (кат. А+В+С₁+С₂); S_i – площа структури по відбиваючому сейсмічному (маркуючому) горизонту, що перебуває в глибокому бурінні незалежно від його результатів.

Інтерполюванням отриманих значень (окремо для нафти і газу) між виявленими покладами можна визначити $R_{н.персп}$ і $R_{г.персп}$ для точок, які відповідатимуть центрам перспективних структур. Тоді об'єми нафто- і газонасичених колекторів по кожній перспективній структурі будуть

$$V_{н.персп\ i} = R_{н.персп\ i} S_{персп\ i};$$

$$V_{г.персп\ i} = R_{г.персп\ i} S_{персп\ i},$$

де $S_{персп\ i}$ – площа перспективної структури.

Коли перспективні структури розміщені поза ділянками з виявленим покладом, але в безпосередній близькості від них, $R_{н.персп\ i}$ і $R_{г.персп\ i}$ визначаються екстраполяцією.

За наявності в межах структурно-фаціальної зони непродуктивних «пустих» структур, встановлених глибоким бурінням при виклинюванні і літолого-фаціальному заміщені колекторів на всю товщину пласта, нафтонасичені й газонасичені об'єми на перспективних структурах обчислюють за середньозваженими значеннями питомих об'ємів, установлених загалом для зони:

$$R_{н.пер.ср.зв} = \left(\sum_{i=1}^m V_{ni} \right) / \left(\sum_{i=1}^n S_j \right);$$

$$R_{г.пер.ср.зв} = \left(\sum_{i=1}^m V_{gi} \right) / \left(\sum_{i=1}^n S_j \right).$$

Для розрахунку об'ємів кожної частини передбачуваного покладу площу перспективної структури множать на питомі об'єми нафтонасичених і газонасичених колекторів.

Для уточнення перспективних ресурсів по кожному пласту розраховують коефіцієнт достовірності, що дорівнює відношенню суми початкових загальних запасів відкритих покладів у цьому пласту до суми раніше підрахованих перспективних ресурсів цих же об'єктів, але перевірених бурінням:

$$k_{дост\ C_3} = \left[\sum_{i=1}^m (Q_{н.(г.)} + Q_A + B + C_1 + C_2) \right] / \left(\sum_{i=1}^n Q_{C_3} \right).$$

Цей коефіцієнт вводять як множник у формулу оцінки перспективних ресурсів нафти або газу об'ємним методом.

Слід зауважити, що перспективні ресурси площі загалом визначають як суму результатів оцінки ресурсів, отриманих по продуктивних пластах (горизонтах).

Різні автори пропонують методи і способи визначення підрахункових параметрів під час оцінки перспективних ресурсів, але найпоширенішими є методи визначення безпосередньо за існуючими геологічними даними підрахункових параметрів або за аналогією з геологічною будовою структурно-фаціальної зони.

XIV. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ ТА ПОКАЗНИКИ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ НАФТОГАЗОНОСНИХ ДІЛЯНОК НАДР

14.1. Нормативно-правове обґрунтування геолого-економічної оцінки нафтогазоносних ділянок надр та родовищ нафти і газу

Ділянка нафтогазоносних надр Законом України про нафту і газ визначена як обмежена по площі і глибині частина земної кори на яку у встановленому порядку надається спеціальний дозвіл на користування нафтогазоносними надрами.

Геологічне вивчення нафтогазоносності – комплекс геологорозвідувальних робіт (геологічне картування, геофізичні, геохімічні, аерокосмогеологічні дослідження, прямі пошуки, буріння і випробування свердловин, дослідно-промислова розробка, науково-дослідні роботи, їх аналіз та узагальнення).

Геолого-економічна оцінка родовищ корисних копалин визначена Кодексом України про надра як обов'язкова складова частина процесу геологічного вивчення надр для забезпечення достовірності визначення кількості та якості запасів усіх корисних копалин і наявних у них компонентів та повноти вивчення геологічної будови надр, гірничотехнічних, гідрогеологічних та інших умов розробки розвіданих родовищ. Передбачено, що для промислового освоєння до Державного фонду родовищ корисних копалин передаються тільки ті розвідані родовища корисних копалин або їх ділянки, запаси яких оцінено й визнано підготовленими до розробки. Запаси корисних копалин розвіданих родовищ, а також запаси корисних копалин, додатково розвіданих у процесі розробки родовищ, підлягають геолого-економічній оцінці та державній експертизі у порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України. Згідно з Кодексом, для визначення промислової цінності родовищ та оцінки запасів корисних копалин по кожному родовищу встановлюються кондиції на мінеральну сировину, що становлять сукупність вимог до якості й кількості корисних копалин, гірничо-геологічних та інших умов розробки родовища. Кондиції на мінеральну сировину розробляють з урахуванням раціонального використання всіх корисних копалин, а також наявних у них цінних компонентів.

Згідно з «Положенням про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин», затвердженим Постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.1994 р. № 865, геолого-економічній оцінці підлягають запаси корисних копалин усіх розвіданих родовищ, у тому числі техногенних, а також запаси корисних копалин, що додатково розвідані в процесі розробки родовищ, і запаси, що залишаються в надрах, у разі ліквідації гірничодобувного підприємства.

Метою геолого-економічної оцінки продуктивних ділянок надр, що надаються у користування, є:

- об'єктивна оцінка мінерально-сировинної бази країни на основі єдиних науково-методичних критеріїв;
- забезпечення достовірності оцінених запасів корисних копалин і відповідності їхніх якісних показників запланованим напрямкам використання;
- створення умов для найповнішого, економічно раціонального й комплексного використання запасів родовищ корисних копалин з дотриманням вимог щодо охорони надр та навколишнього природного середовища;
- проведення порівняльної оцінки кількісних та якісних показників запасів корисних копалин, їх географо-економічних, гірничо-геологічних, гідрогеологічних та інших умов залягання для визначення реальної промислової цінності;
- забезпечення дотримання єдиного підходу до визначення техніко-економічних і фінансових показників господарської діяльності, пов'язаної з видобуванням корисних копалин у межах конкретної ділянки надр;
- використання оцінок техніко-економічних і фінансових показників господарської діяльності для цілей інвестиційного планування та оподаткування.

Основними завданнями геолого-економічної оцінки запасів корисних копалин передбачено такі:

- оцінка достовірності запасів корисних копалин і наявних у них корисних компонентів на основі дослідження та аналізу матеріалів геологічного вивчення надр щодо закономірностей формування й розміщення покладів корисних копалин, їх речовинного складу, технологічних властивостей, гірничо-геологічних, гідрогеологічних та інших умов залягання;
- встановлення кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів родовищ з урахуванням раціонального використання всіх корисних копалин і наявних у них корисних компонентів;
- визначення кількості та якості запасів корисних копалин і компонентів, ступеня їх вивчення й підготовленості до промислового освоєння;
- оцінка промислового значення запасів корисних копалин і компонентів за умови їх найповнішого, економічно раціонального й комплексного вилучення та використання на основі сучасних промислових технологій;
- оцінка відповідності наявного в межах родовищ вмісту речовин, що негативно впливають на довкілля і здоров'я людей під час видобутку, переробки й використання корисних копалин, а також складування відходів виробництва, вимогам стандартів, нормативів, лімітів, санітарно-гігієнічних норм і правил, затверджених у встановленому порядку.

Геолого-економічна оцінка запасів корисних копалин надається у формі звітів, які містять у собі матеріали з геологічного вивчення родовищ

корисних копалин, підрахунок їх запасів та техніко-економічне обґрунтування промислового значення. Відповідно до ступеня вивчення родовищ корисних копалин геолого-економічна оцінка може здійснюватись на підставі геологічних матеріалів: початково оцінених ділянок надр; попередньо оцінених родовищ корисних копалин; родовищ корисних копалин, підготовлених до промислового освоєння; родовищ корисних копалин, що експлуатуються.

Матеріали геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин мають містити: характеристику геологічної будови покладів корисних копалин, їх технологічних властивостей, гірничо-геологічних, гідрогеологічних та інших умов залягання в обсязі, достатньому для прийняття обґрунтованих проектних рішень щодо способу й системи видобутку та схеми комплексної переробки корисних копалин, визначення граничних показників (параметрів) кондицій; техніко-економічне обґрунтування кондицій.

Техніко-економічне обґрунтування показників (параметрів) кондицій для підрахунку запасів корисних копалин розробляють для кожного родовища, матеріали щодо якого подають на державну експертизу. Відповідно до стадії геологічного вивчення та ступеня підготовленості до промислового освоєння родовища (ділянки) корисних копалин, можуть встановлюватися попередні, тимчасові, постійні й оперативні кондиції.

Для окремих видів корисних копалин можливе встановлення також технологічних кондицій.

Показники (параметри) попередніх кондицій обґрунтовують матеріалами, які містять техніко-економічні міркування щодо доцільності проведення подальших пошукових і пошуково-оцінних робіт на перспективних ділянках надр, їх схвалює замовник геологорозвідувальних робіт.

Показники (параметри) тимчасових кондицій обґрунтовують матеріалами техніко-економічної доповіді щодо доцільності проведення подальшої розвідки родовища корисних копалин чи його ділянки, розглядає та апробує ДКЗ України або замовник геологорозвідувальних робіт.

Показники (параметри) постійних кондицій обґрунтовують матеріалами детальної геолого-економічної оцінки доцільності інвестування робіт із проектування і будівництва гірничодобувного підприємства, їх затверджує ДКЗ України.

Показники (параметри) оперативних кондицій розробляють у процесі експлуатації родовища корисних копалин для перерахунку запасів окремих його ділянок (горизонтів, покладів, блоків), що за умовами розробки значно відрізняються від прийнятих для всього родовища під час обґрунтування показників постійних кондицій, а також для забезпечення беззбиткової роботи гірничодобувного підприємства у період погіршення економічних умов реалізації товарної продукції гірничого виробництва. Показники (параметри) оперативних кондицій затверджує ДКЗ України.

Показники (параметри) технологічних кондицій можна розробляти для родовищ окремих видів корисних копалин з метою підрахунку та ведення обліку таких запасів, залягання яких відповідає технологічним вимогам для застосування засобів комплексної механізації ведення очисних робіт, а також для створення прийнятних санітарно-гігієнічних умов праці. Показники (параметри) технологічних кондицій затверджує ДКЗ України.

Повторну державну експертизу та оцінку запасів родовищ корисних копалин проводять через кожні п'ять років експлуатації ділянки надр, а також у разі: коли перегляд вимог стандартів і технічних умов щодо кількості або якості корисних копалин, технології їх переробки призводить до зменшення сумарних розвіданих запасів більш як на 20 % або зростання їх обсягу більш як на 50 %. Запаси родовищ, що розробляються, підлягають повторній експертизі та оцінці, якщо внаслідок гірничодобувних або додаткових геологорозвідувальних робіт сумарні розвідані запаси зростають більш як на 50 % порівняно з раніше оціненими Державною комісією по запасах корисних копалин, або якщо списані й передбачені для списання розвідані запаси як такі, що не підтвердилися чи недоцільні для видобутку за техніко-економічними умовами родовищ, перевищують нормативи, встановлені законодавством; коли різниця у розмірі становить понад 20 % порівняно з фактичними техніко-економічними та фінансовими показниками господарської діяльності, пов'язаної з видобуванням корисних копалин, а також коли зміни в технологічних схемах призводять до такої різниці.

Класифікацією запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженою Кабінетом Міністрів України від 05.95.1997 р. № 432, геолого-економічна оцінка ділянки надр визначається як періодичний аналіз результатів кожної стадії геологічного та техніко-економічного вивчення ресурсів і запасів корисних копалин ділянки надр з метою встановлення або зміни їхнього промислового значення на підставі наявної на момент оцінки інформації про технологічні схеми, техніко-економічні показники і фінансові результати видобування корисних копалин у межах такої ділянки.

Виділяють детальну, попередню і початкову геолого-економічні оцінки.

Детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) – визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності гірничодобувного підприємства, що створюється або реконструюється, і доцільності інвестування робіт з його проектування та будівництва. ГЕО-1 здійснюють на основі розвіданих запасів корисних копалин, вона включає техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій для їх підрахунку. Детальність техніко-економічних розрахунків і надійність фінансових показників ГЕО-1 мають бути достатніми для прийняття інвестиційного рішення без додаткових досліджень. Матеріали детальної геолого-економічної оцінки родовища корисних копалин, позитивно оцінені ДКЗ України, є основним документом, що обґрунтовує доцільність фінансування робіт з опрацювання проектів будівництва гірничодобувних об'єктів.

Попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) – обґрунтування доцільності промислового освоєння родовища (покладу) корисних копалин та інвестування геологорозвідувальних робіт з його розвідки і підготовки до експлуатації. ГЕО-2 здійснюють на основі попередньо розвіданих та розвіданих запасів корисних копалин, оформляють як техніко-економічну доповідь (ТЕД) щодо доцільності подальшої розвідки, в тому числі дослідно-промислової розробки родовища (покладу). При цьому оцінка ефективності розробки родовища проводиться на рівні товарної продукції гірничого виробництва; техніко-економічні показники визначають розрахунками або приймають за аналогією.

Початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) – обґрунтування доцільності інвестування пошуково-розвідувальних робіт на ділянках, перспективних щодо відкриття родовищ корисних копалин. ГЕО-3 здійснюють на основі попередньо розвіданих запасів та кількісної оцінки ресурсів корисних копалин і надається у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про можливе їх промислове значення. Оцінку можливості промислового освоєння передбачуваних родовищ корисних копалин обґрунтовують укрупненими техніко-економічними розрахунками на основі доведеної аналогії з відомими промисловими родовищами або технічного завдання замовника геолого-розвідувальних робіт.

Економічну ефективність інвестиційних проектів з геологічного вивчення та промислового освоєння запасів і ресурсів нафти й газу нафтогазоносних ділянок надр визначають згідно з «Методикою визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування» (далі – Методика), затвердженою Постановою Кабінету Міністрів України від 25.08.2004 р. № 1117.

Методика опрацьована на підставі міжнародного «Керівництва з опрацювання промислових техніко-економічних досліджень» (*Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies, UNIDO, Vienna, 1991*), автори Вернер Бегренс, Петер М. Хавранек, UNIDO, Відень, 1991 р., а також досвіду робіт ДКЗ України з експертизи і оцінки запасів корисних копалин. Ця Методика встановлює порядок обчислення вартості (для інвестора) запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр (далі – ресурси), що визначається як накопичений чистий дисконтований грошовий потік (ЧДГП) від передбачуваної реалізації інвестиційного проекту з геологічного вивчення та промислового освоєння запасів корисних копалин оцінюваного геологічного об'єкта.

Об'єктом оцінки вартості ресурсів є родовище або ділянка надр, що містить корисні копалини, які за якісними й кількісними показниками можуть бути придатні для промислової розробки. Вартість ресурсів можна визначати на будь-якій стадії геологічного вивчення надр і розробки родовища корисних копалин за результатами їх початкової, попередньої або детальної геолого-економічної оцінки. Вартість ресурсів визначають на основі техніко-економічних розрахунків, що проводяться виходячи з

прогнозої ціни на першу товарну продукцію, отриману з основних, спільно залягаючих і супутніх корисних копалин і компонентів або продуктів їх переробки, що підлягають реалізації гірничопереробним (гірничодобувним) підприємством, з урахуванням застосування сучасних способів видобутку, технологій переробки корисних копалин, забезпечення раціонального використання надр і максимально можливого збереження навколишнього природного середовища. Якщо ціну визначено тільки на товарну продукцію вищого ступеня технологічної переробки мінеральної сировини, враховують витрати на подальшу переробку товарної продукції й вилучення корисного компонента у процесі такої переробки і транспортні витрати. Вартість ресурсів визначають з урахуванням експлуатаційних витрат, капітальних вкладень і доходів, які обчислюють за роками виконання передбачуваних робіт з геологічного вивчення надр і розробки родовищ корисних копалин. Розрахунки проводять на дату оцінки вартості ресурсів методом дисконтування грошових потоків. Ставку дисконту, яку застосовують для визначення вартості ресурсів, беруть такою, що дорівнює обліковій ставці Національного банку. Вартість ресурсів обчислюють як чистий дисконтований грошовий потік накопичений на момент оцінки.

Вартість ресурсів ділянки надр, що надається в користування для геологічного вивчення й розробки корисних копалин на умовах ризику, визначають на основі результатів попередньої або початкової геолого-економічної оцінки з урахуванням коефіцієнтів підтвердження перспективних ресурсів чи запасів під час переведення їх до вищих категорій і розраховують на момент прийняття рішення про інвестування робіт з подальшої розвідки родовища або його ділянки та можливого промислового освоєння. Вартість ресурсів розвіданого родовища або його ділянки визначають на основі результатів проведеної детальної геолого-економічної оцінки і розраховують на момент прийняття рішення про початок будівництва гірничопереробного (гірничодобувного) підприємства. Вартість ресурсів родовища або його ділянки, що розробляється, визначають з урахуванням технологій видобутку й переробки корисних копалин, що застосовуються на гірничопереробному (гірничодобувному) підприємстві, а також наявних запасів і строку їх розробки, визначеного проектом освоєння родовища.

Вартість ресурсів визначають під час проведення геолого-економічної оцінки об'єкта геологічних робіт.

Відповідно до наведених вище законодавчих і нормативно-правових актів, що врегульовують гірничі відносини в галузі геологічного вивчення й використання надр, під геолого-економічною оцінкою родовища (нафтогазоносної ділянки надр) як завершальним етапом кожної стадії геологорозвідувальних (регіональних, пошукових, розвідувальних) та експлуатаційних робіт слід розуміти комплекс геологічних і технологічних досліджень, інженерних багатоваріантних розрахунків і побудов, у результаті яких визначають: кондиції, межі й розміри продуктивних покладів, обсяги та

якість балансових і позабалансових запасів, рівень прогнозних техніко-економічних показників майбутньої експлуатації (у тому числі чисту поточну вартість об'єкта) і, відповідно, доведене або прогнозне промислове значення оцінюваного родовища (нафтогазоносної ділянки надр).

Геолого-економічна оцінка є науково-дослідним процесом, спрямованим на аналіз усіх можливих конкурентоспроможних варіантів інвестиційного проекту з підрахунку і промислового освоєння запасів корисних копалин родовища і вибір серед них найраціональнішого – оптимального варіанта. При оцінюванні родовищ ураховують також фактор часу дисконтуванням.

Загальною метою геолого-економічних оцінок нафтогазоносних ділянок надр на всіх стадіях геологорозвідувальних робіт є визначення доцільності та економічної ефективності інвестиційного проекту з їх промислового освоєння за найефективнішим варіантом.

14.2. Основні поняття, терміни та показники, що використовуються для геолого-економічної оцінки нафтових і газових родовищ

Для техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахування та геолого-економічної оцінки запасів і ресурсів вуглеводнів у надрах нижче наведено терміни, поняття і показники, що вживаються у такому значенні.

Кондиції для підрахунку запасів і ресурсів вуглеводнів у надрах є сукупністю граничних вимог до фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних колекторів, якісних і кількісних характеристик вуглеводневих флюїдів у надрах, гірничо-геологічних умов залягання продуктивних покладів, технічних, технологічних та інших умов їх розробки, які за умови використання сучасних технічних і технологічних засобів у процесі промислової розробки покладів забезпечують найповніше й економічно ефективно вилучення наявних у надрах запасів вуглеводнів.

Відповідно до ступеня геологічного вивчення ділянок нафтогазоносних надр установлюють попередні, тимчасові, постійні та оперативні кондиції.

Попередні кондиції розробляють у процесі початкової геолого-економічної оцінки (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної нафтогазоносної ділянки надр (об'єкта) і обґрунтовують матеріалами техніко-економічних міркувань (ТЕМ) щодо доцільності подальших пошукових робіт. Параметри попередніх кондицій схвалює замовник (інвестор) геологорозвідувальних робіт.

Тимчасові кондиції розробляють у процесі попередньої геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) промислового значення виявленого родовища (покладу) вуглеводнів і обґрунтовують матеріалами техніко-економічної доповіді (ТЕД) щодо економічної доцільності його подальшої розвідки і підготовки до розробки. Параметри тимчасових кондицій апробуються ДКЗ України або замовник (інвестор) подальших геологорозвідувальних робіт.

Постійні кондиції розробляють у процесі детальної геолого-

економічної оцінки (ГЕО-1) ефективності промислового освоєння родовища (покладу) вуглеводнів і використовують для підрахунку його запасів. Матеріали техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій і їх параметри затверджує ДКЗ України. Постійні кондиції застосовують під час опрацювання проектів промислового освоєння родовища (покладу), планування і здійснення розробки, вирішення питань, пов'язаних з охороною надр і навколишнього природного середовища, державного обліку його запасів.

Оперативні кондиції розробляють під час промислової розробки родовищ вуглеводнів для перерахунку запасів окремих їх ділянок (горизонтів, покладів, блоків та ін.), які за фільтраційно-ємнісними властивостями та іншими умовами розробки істотно відрізняються від прийнятих для всього родовища (під час обґрунтування параметрів постійних кондицій), а також для забезпечення беззбиткової роботи видобувного підприємства в період погіршення економічних умов видобутку нафти і газу або реалізації товарної продукції. Параметри оперативних кондицій затверджує ДКЗ України.

Показниками кондицій є характеристики фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних колекторів, вуглеводневих флюїдів, умов залягання продуктивних покладів родовищ, які істотно впливають на вибір технологічних схем видобутку і використання вуглеводнів, техніко-економічну ефективність виробничого процесу та фінансові результати реалізації видобутої товарної продукції.

Параметри кондицій – це граничні (мінімальні або максимальні) значення показників кондицій, які встановлюють для родовища, ділянки, літолого-стратиграфічного горизонту, підрахункового блока на підставі аналізу даних лабораторних і промислово-геофізичних досліджень фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, техніко-економічних розрахунків, досвіду геологорозвідувальних робіт і розробки родовищ.

Колектори нафти і газу – це гірські породи, здатні за початкових пластових умов утримувати вуглеводневі флюїди (нафту, газ, воду та інші компоненти) і віддавати їх у процесі розробки продуктивних покладів.

Мінімальна відкрита пористість (пустотність) колектора – найменша відкрита пористість (пустотність) колектора, за якої в початкових пластових умовах починається фільтрація вуглеводневих компонентів пластових флюїдів і з покладу можуть бути видобуті нафта або газ за сучасними технологіями розробки.

Мінімальна абсолютна проникність колектора – найменша абсолютна проникність колектора, за якої в початкових пластових умовах починається фільтрація вуглеводневого компонента пластового флюїду, що підраховується.

Мінімальна нафтогазонасиченість продуктивного колектора – найменша насиченість колектора нафтою або газом, за якої в початкових

пластових умовах фазова проникність колектора для вуглеводневих компонентів пластових флюїдів більша від нуля.

Максимальна глинистість колектора – найбільша відносна глинистість колектора, за якої в початкових пластових умовах починається фільтрація вуглеводневих компонентів пластових флюїдів.

Мінімальна ефективна товщина прошарку колектора – найменша ефективна товщина прошарку із колекторськими властивостями, що включається в ефективну товщину покладу у перетині його свердловиною.

Мінімальна ефективна товщина покладу нафти і газу – найменша, визначена в окремій свердловині ефективна товщина продуктивного покладу, що включається до підрахунку запасів під час оконтурювання продуктивної площі покладу.

Мінімальний промисловий вміст супутнього корисного компонента в нафті, газі, супутніх водах – найнижча концентрація корисного компонента в корисній копалині, за якої вилучення його в процесі розробки і подальше використання технологічно можливі й економічно доцільні.

Оптимальний коефіцієнт вилучення вуглеводнів – коефіцієнт вилучення, що досягається за оптимального варіанта розробки родовища.

Чистий грошовий потік (потік готівки) – різниця (сальдо) між притоками і відтоками грошових коштів від операційної та інвестиційної діяльності під час передбачуваної реалізації інвестиційного проекту з геологічного вивчення та промислового освоєння запасів корисних копалин оцінюваного геологічного об'єкта, яку визначають для кожного річного кроку розрахунку і для всього розрахункового періоду, що охоплює часовий інтервал від моменту оцінки до завершення експлуатаційних робіт (накопичений грошовий потік).

Накопичений чистий дисконтований грошовий потік – один із показників ефективності інвестиційного проекту з геологічного вивчення та промислового освоєння запасів корисних копалин оцінюваного геологічного об'єкта, що його розраховують за формулою

$$\text{ЧДГП} = \sum_{t=0}^T \frac{[(Dt - Bt) - Pt] + At}{(1 + E)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{Kt}{(1 + E)^t},$$

де ЧДГП – чистий дисконтований грошовий потік, що буде накопичений за весь період майбутньої виробничої діяльності на оцінюваному геологічному об'єкті (у міжнародній практиці цей показник називають “Net Present Value (NPV)” – чиста нинішня (поточна) вартість об'єкта оцінки); E – норма дисконту; Dt – річний дохід (виручка) від реалізації товарної продукції в t -му році; Bt – експлуатаційні витрати разом із амортизаційними відрахуваннями в t -му році; Pt – розмір податків і обов'язкових платежів у t -му році, що не входять до експлуатаційних витрат; At – амортизаційні відрахування в t -му році; Kt – капітальні вкладення в промислове будівництво в t -му році, включаючи проведення подальших геологорозвідувальних робіт; T – термін користування надрами оцінюваного геологічного об'єкта для геологічного вивчення та (або) видобування вуглеводнів.

Накопичений дисконтований прибуток від виробничої (операційної) діяльності на оцінюваному геологічному об'єкті – різниця (сальдо) між притоками грошових коштів від реалізації товарної продукції та експлуатаційними витратами, податками й обов'язковими платежами, «приведена» до початкового розрахункового кроку за допомогою дисконтування.

Внутрішня норма прибутковості (ВНП) – норма дисконту (E), за якої накопичена сума дисконтованих притоків грошового потоку дорівнює накопиченій сумі дисконтованих відтоків грошового потоку, а ЧДГП, накопичений за весь термін користування надрами оцінюваного геологічного об'єкта, дорівнює нулю. При цьому для всіх значень E , що перевищують ВНП, ЧДГП має бути негативним, а для всіх значень E , менших за ВНП – позитивним. Якщо не виконується хоча б одна з наведених умов, належить вважати, що ВНП не обраховується.

Термін окупності капіталовкладень – інтервал часу в розрахунковому періоді від початкового моменту до моменту окупності. Початковий момент визначається у завданні на розробку ТЕО кондицій. Моментом окупності вважають той найраніший крок у розрахунковому періоді, після якого накопичений чистий грошовий потік стає і надалі залишається позитивним.

Рентабельність виробничої діяльності з промислового освоєння оцінюваного геологічного об'єкта – частка від ділення прибутку від виробничої діяльності (операційної та інвестиційної), накопиченого за весь розрахунковий період, до вартості виробничих фондів нафтогазодобувного промислу (основних засобів і виробничих запасів), що використовується для промислового освоєння цього об'єкта.

Надходження до бюджетів і державних цільових фондів – сума податків та обов'язкових платежів, що сплачуються до бюджетів і фондів різних рівнів згідно із законодавством України протягом розрахункового періоду користування надрами оцінюваного геологічного об'єкта.

Амортизаційні відрахування – поступове віднесення витрат на придбання, виготовлення або поліпшення основних фондів та вартості наявних основних фондів до валових витрат користувача надр у межах норм, установлених законодавством.

Експлуатаційний об'єкт – один або кілька суміщених у плані нафтогазових покладів, що розробляються єдиною системою експлуатаційних і спеціальних свердловин.

Система розробки родовища вуглеводнів – сукупність процесів із розбурювання покладів свердловинами за певною схемою і календарним планом, здійснення і регулювання відбору вуглеводнів, застосування методів впливу на пласти, спостереження за правильністю розробки пластів та експлуатації свердловин.

Виробничо-технологічні витрати – кількість нафти, природного газу, газового конденсату, яка витрачається на здійснення технологічних процесів видобування, підготовки до транспортування та транспортування нафти,

природного газу, газового конденсату в межах нафтогазопромислового об'єкта.

Втрати – частина нафти, природного газу і газового конденсату, яка неминуче втрачається під час здійснення технологічних процесів видобування, підготовки до транспортування та транспортування в межах нафтогазового промислового об'єкта.

Коефіцієнт вилучення вуглеводнів із надр – визначена в частках одиниці величина, що вказує частину від загальних запасів вуглеводнів на місці залягання, видобуток яких технологічно можливий та економічно доцільний під час розробки покладу із застосуванням сучасної технології і техніки видобутку за умови дотримання вимог з охорони надр і навколишнього природного середовища.

14.3. Загальні засади геолого-економічної оцінки запасів та ресурсів вуглеводнів

У процесі геолого-економічної оцінки кондиції розробляють для кожного родовища вуглеводнів або ділянки нафтогазоносних надр з урахуванням раціонального використання всіх корисних копалин, а також наявних у них корисних компонентів. Оптимальні показники кондицій мають забезпечувати комплексну геолого-економічну оцінку й найповніше, раціональне та безпечне використання запасів родовищ нафти і газу.

Техніко-економічне обґрунтування кондицій розробляють відповідно до вимог Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої Постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 № 432 (зі змінами), Положення про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин, затвердженого Постановою Кабінету Міністрів України від 22.12.94 № 865 (зі змінами), Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затвердженої наказом ДКЗ України від 10.07.98 № 46, Інструкції про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, затвердженої наказом ДКЗ України від 18.10.99 № 120 та інших нормативно-правових актів, що регламентують проведення геолого-економічної оцінки родовищ вуглеводнів, проектування і будівництва підприємств із видобутку та переробки нафти і газу.

Порядок розроблення постійних та оперативних кондицій, а також тимчасових кондицій, що подаються на державну експертизу, визначається Положенням, затвердженим наказом ДКЗ України від 27 листопада 2006 р. № 316. Розроблення попередніх і тимчасових кондицій, що не подаються на державну експертизу, визначають користувачі надр або замовники геологорозвідувальних робіт.

Техніко-економічне обґрунтування постійних та оперативних кондицій розробляють користувачі надр або за їх дорученням спеціалізовані проектні й

науково-дослідні інститути, геолого-економічні підрозділи підприємств, інші суб'єкти підприємництва, здатні забезпечити кваліфіковане проведення цих робіт.

Матеріали техніко-економічного обґрунтування кондицій подають до ДКЗ України як на паперових, так і на оптичних носіях.

Техніко-економічне обґрунтування кондицій розробляють на підставі технічного завдання замовника, в якому визначають особливі умови організації робіт з розробки оцінюваного родовища: джерела енерго- і водопостачання, вибір обладнання та об'єктів інфраструктури, способи транспортування, узгодження з органами державного нагляду і контролю технологічних рішень підвищеної екологічної небезпеки, форми власності на майно і товарну продукцію, джерела фінансування.

Оперативні кондиції розробляють на підставі геологічного та економічного аналізу реалізації технологічної схеми або проекту розробки родовища (покладу, блока).

Проектні рішення щодо технологічних схем із видобування й підготовки нафти і газу, організації та забезпечення виробничого процесу, що приймаються під час обґрунтування кондицій, мають відповідати сучасним технічним досягненням, перевіреним у промислових або напівпромислових умовах.

Для обґрунтування техніко-економічних показників геолого-економічної оцінки родовища (ділянки) нафти або газу і доцільності подальшого проектування будівництва (реконструкції) нафтогазодобувного підприємства використовують розвідані й попередньо розвідані запаси класів 111, 121 та 122. Можливість використання в ТЕО кондицій запасів вуглеводнів, ступінь вивчення яких не відповідає таким вимогам, має бути доведена спеціальним обґрунтуванням.

Вивченість нафтогазових родовищ (ділянок), для яких розробляється ТЕО постійних кондицій, має відповідати вимогам до родовищ, підготовлених до промислової розробки:

- встановлено обсяги загальних запасів основних і супутніх корисних копалин, наявних у них корисних компонентів у межах ліцензійної ділянки, які враховують під час проектування видобувного підприємства для визначення можливих перспектив його розвитку, глибини залягання покладу, його режиму і схеми розробки, опрацювання плану розміщення видобувних свердловин, під'їзних шляхів, місць видалення відходів;

- визначено обсяги балансових розвіданих (код класу 111, 121) і попередньо розвіданих (код класу 122) запасів корисних копалин, які використовують для проектування розробки оцінюваного родовища; при цьому кількість розвіданих запасів має бути не меншою від визначеної величини *компенсуючих запасів*, що забезпечують діяльність видобувного підприємства на період повернення (окупності) капітальних вкладень у промислове освоєння родовища;

- визначено й оцінено небезпечні екологічні чинники, що впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розробки родовища, підготовки товарної продукції до транспортування, видалення або утилізації виробничих відходів; розроблено раціональний комплекс заходів щодо охорони надр та навколишнього природного середовища.

Умови залягання продуктивних покладів, склад і фізико-хімічні властивості вуглеводневих флюїдів, фільтраційно-ємнісні властивості колекторів, які їх вміщують, мають бути вивчені з повнотою й детальністю, які забезпечують отримання вихідних даних, достатніх для проектування раціональної технологічної схеми видобутку і переробки нафти та газу з комплексним вилученням наявних у них корисних компонентів, що мають промислове значення, а також визначення оптимального варіанта видалення виробничих відходів. Потрібно також вивчити можливість використання супутніх вод нафтових і газонафтових родовищ і наявних у їх складі корисних компонентів як джерел мінеральної сировини.

Кондиції для підрахунків запасів супутніх корисних компонентів у нафті, газі й супутніх водах, які придатні для господарського використання, розробляють і затверджують одночасно з кондиціями на основні корисні копалини. Витрати на вилучення супутніх корисних компонентів та надходження від їх реалізації враховують у показниках основного виробництва.

Під час розробки техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ вуглеводнів нафтогазоносних ділянок надр слід дотримуватись такої послідовності робіт, що є найраціональнішою:

- 1) аналіз та узагальнення результатів геологічного, геофізичного, гідрогеологічного, літологічного, технологічного й іншого вивчення продуктивних покладів, визначення показників і параметрів кондицій для підрахунку запасів у надрах, підрахунок загальних запасів родовища за класами підготовленості їх до промислового освоєння;

- 2) аналіз результатів пробної експлуатації свердловин, дослідно-промислової розробки (ДПР) родовища, визначення (встановлення) природного режиму покладів (ділянок, блоків), фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів; обґрунтування і виділення експлуатаційних об'єктів, режимів їх розробки, опрацювання геолого-технологічних моделей, визначення технологічних параметрів розробки для різних варіантів розміщення видобувних, нагнітальних та інших свердловин, їх кількості, порядку і темпів введення в експлуатацію;

- 3) проведення польових досліджень щодо можливості розміщення промислових майданчиків для буріння свердловин, будівництва об'єктів видобувного промислу, утилізації і захоронення відходів, охорони надр, навколишнього природного середовища, транспорту і збуту товарної продукції, а також маркетингових досліджень з придбання необхідного обладнання, визначення рівня цін, податків, обов'язкових платежів, умов оплати праці, забезпеченості трудовими й енергетичними ресурсами,

визначення екологічних та соціально-економічних умов виробничої діяльності з видобутку вуглеводнів;

4) визначення схеми розбурювання й черговості введення у промислому розробку експлуатаційних об'єктів, аналіз темпів освоєння запасів родовища за різними варіантами, розрахунки видобутку вуглеводнів і технологічних коефіцієнтів вилучення нафти, газу, конденсату;

5) аналіз техніко-економічних показників порівняльних варіантів освоєння запасів вуглеводнів, визначення оптимального варіанта промислової розробки родовища; визначення за оптимальним варіантом розробки родовища переліку показників і параметрів кондицій, оптимальних коефіцієнтів вилучення.

Показники кондицій для підрахунку запасів і ресурсів вуглеводнів на місці залягання

Кондиціями для підрахунку запасів родовищ нафти і газу передбачено такі основні показники для початкових пластових умов:

- мінімальна відкрита пористість (пустотність) колектора;
- мінімальна абсолютна проникність колектора для вуглеводневого компонента пластового флюїду, що підраховується;
- мінімальна нафтогазонасиченість продуктивного колектора;
- максимальна глинистість колектора;
- максимальна водонасиченість колектора;
- мінімальна ефективна товщина прошарку колектора;
- мінімальна ефективна товщина покладу нафти і газу;
- мінімальний промисловий вміст супутнього корисного компонента у нафті, газі, супутніх водах;
- максимально допустимий вміст шкідливих компонентів у вуглеводнях та супутніх водах;
- оптимальна система розробки покладів родовища;
- мінімальний робочий тиск на гирлі видобувної свердловини;
- мінімальний середній робочий дебіт видобувної свердловини за вуглеводневою складовою;
- максимальна обводненість продукції свердловини;
- ціна реалізації вуглеводневої товарної продукції;
- оптимальний коефіцієнт вилучення вуглеводнів із надр.

За наявності на оцінюваному нафтогазовому об'єкті інших обставин, що істотно впливають на визначення кількості та якості загальних і видобувних запасів вуглеводнів, можна передбачати додаткові до наведених вище показники кондицій.

Показники і параметри кондицій належить встановлювати на підставі комплексного геолого-геофізичного, гірничотехнічного, технологічного та економічного обґрунтування.

Геолого-геофізичне обґрунтування кондицій

Геолого-геофізичному обґрунтуванню підлягають показники кондицій, пов'язані з геологічною будовою родовища, фільтраційно-ємнісними властивостями колекторів, оконтурюванням продуктивних покладів у перетинах їх свердловинами і по площі.

Виділяти у розрізі свердловини пласти із колекторськими властивостями слід на підставі встановлених для них кількісних критеріїв (кондицій), а також прямих і непрямих якісних ознак.

Параметри кондицій належить визначати окремо для колекторів із різною насиченістю (газ, нафта, вода) на підставі статистичної обробки результатів стандартних і спеціальних петрофізичних досліджень представницької вибірки зразків керна продуктивного покладу і геофізичних досліджень з побудовою кореляційних залежностей між показниками (параметрами) кондицій типу kern–кern, kern–геофізика, геофізика–геофізика, а також за результатами випробувань, виконаних в інтервалах з однозначними геофізичними характеристиками (залежність типу геофізика–випробування).

Мінімальні проникність і пористість за початкових термобаричних умов за результатами стандартних вимірів абсолютної проникності, відкритої та ефективної пористості слід визначати на зразках керна вже з перших пробурених свердловин. Проникнення фільтрату промивного розчину в пласт як пряму якісну ознаку руху флюїдів у поровому просторі колектора визначають за результатами спеціальних петрофізичних досліджень зразків керна дисциплінарно-екстракційним та капілярним способами.

Граничні значення геофізичних показників знаходять за кореляційними зв'язками типу kern–геофізика між кондиційними параметрами пористості, проникності та значеннями геофізичних характеристик за даними відповідних видів геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Кондиційні параметри проникності та пористості колекторів за початкових термобаричних умов за результатами випробувань свердловин належить визначати на підставі графіків інтегральних функцій розподілу значень кожного показника, встановлених для припливних і неприпливних інтервалів.

Кондиційний параметр максимальної глинистості колектора визначають побудовою інтегральної функції розподілу точок з різною проникністю порід у полі координат пористість–загальна глинистість, в межах якого лінії стабільних значень відносної глинистості порід розділяють сукупність точок для порід у розрізі покладу (родовища) на колектори й неколектори.

Мінімальну нафтогазонасиченість колектора визначають за початкових термобаричних умов на підставі статистичного аналізу результатів випробувань пластоперетинів, з яких отримані безводні припливи нафти або газу, припливи води без ознак вуглеводнів або з малими їх припливами. Кондиційне значення нафтогазонасиченості приймають у точці перетину

інтегральних функцій розподілу геофізичного показника насичення, побудованих для водонасичених і продуктивних пластів.

У разі використання якісних ознак для виділення колекторів у розкритих свердловинах розрізах слід враховувати, що прямі якісні ознаки порового колектора пов'язані з проникненням у пласти фільтрату промивного розчину, що викликає формування глинистої або шламової корки на стінках свердловини або зони проникнення фільтрату в породи, що відбивається на кривих комплексу геофізичних досліджень притаманними їм характерними закономірними змінами, які фіксують під час їх комплексної інтерпретації. Непрямі якісні ознаки колекторів, що вказують на наявність (а не рух) вільних флюїдів у породах, фіксуються характерними закономірними змінами каротажних діаграм, які виявляються під час їх комплексної інтерпретації.

Положення водонафтових і газоводяних контактів під час інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень свердловин встановлюють у пластоперетинах, що їх розкрили, по підшві інтервалу порід із високим опором, яка відбивається на каротажних кривих. У складних випадках в окремих пластоперетинах визначають положення підшви продуктивного інтервалу, який характеризується коефіцієнтом нафтогазонасиченості більшим за кондиційний, та положення покрівлі нижнього водонасиченого інтервалу з коефіцієнтом нафтогазонасиченості меншим за кондиційний, а положення контакту визначають як середній результат за даними багатьох пластоперетинів. У покладах із перехідними зонами великої товщини водонафтові й газоводяні контакти проводять на глибині, де коефіцієнт водонасиченості дорівнює його кондиційному значенню.

Стандартні методики виділення в нафтовому розрізі газонасичених інтервалів та визначення положення газонафтового контакту ґрунтуються на проведенні повторних вимірювань стаціонарними або імпульсними видами нейтронного каротажу переважно в обсаджених свердловинах у процесі розформування зони проникнення і вимірювання ефекту впливу газу на результати. Використовують також матеріали повторних вимірювань, виконаних при заповненні свердловини промивним розчином на нафтовій основі за неглибоких зон проникнення та після його заміни на водний промивний розчин.

Якщо контакти продуктивних покладів не розкриті, допускається оконтурювання нафтогазонасиченого об'єму умовними контактами, які проводять на підставі окремих обґрунтувань.

Нижню границю встановленої продуктивності, що поділяє нафтогазонасичений об'єм на ділянки з різними рівнями геологічного вивчення і достовірності наявності вуглеводнів, проводять на рівні найнижчої абсолютної відмітки, на якій встановлено продуктивність колектора методами геофізичних досліджень свердловин або випробуванням.

Ефективну товщину колектора з однорідною нафто- або газонасиченістю визначають як приведену до вертикальної свердловини

різницю між загальною товщиною колектора (покладу) і сумарною товщиною ущільнених прошарків (неколекторів). У пластах із великими перехідними зонами належить встановлювати також ефективні товщини газоводяних або водонафтових зон.

Ефективні товщини тонкошаруватих пластів, товщина окремих проникних і непроникних прошарків у яких менша від роздільної здатності застосованих методів, слід визначати за комплексним аналізом даних геофізичних досліджень свердловин в інтервалах глибин, що відповідають глибинам залягання таких пластів, із використанням залежностей, що пов'язують ці покази із загальною та ефективною товщинами колекторів і сумарною товщиною ущільнених прошарків.

XV. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Порядок розробки й обґрунтування показників і параметрів кондицій для підрахунку запасів нафти і газу в надрах та визначення показників геолого-економічних оцінок родовищ вуглеводнів, що подаються на державну експертизу й оцінку, встановлює «Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу», затверджене наказом ДКЗ України від 27.11.2006 № 316.

15.1. Обґрунтування технологічних кондицій і показників геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу

Технологічне обґрунтування кондицій належить здійснювати на основі порівняльного аналізу технологічних показників різних варіантів розробки оцінюваних родовищ, визначених із використанням сучасних методів геолого-технологічного моделювання. Відповідні програмні продукти та інструкції з їх застосування замовляють у розробників.

Допускається використання власних програмних продуктів для рекомендованих моделей процесів вилучення вуглеводнів, якщо вони адекватно відбивають наявні геолого-геофізичні умови залягання вуглеводнів у надрах, сучасний підхід до розрахунків видобувних запасів і коефіцієнта вилучення вуглеводнів із надр.

Варіанти розробки обирають за техніко-технологічними критеріями з урахуванням повноти і комплексності використання запасів вуглеводнів, а також обмежень, пов'язаних із технологічними можливостями, правилами розробки родовищ нафти і газу, вимогами до охорони надр і навколишнього середовища. Одним із варіантів розробки належить обирати такий, що фактично реалізується на родовищах, що розробляються, або прийнятий для обґрунтування попередніх кондицій на родовищах, які розвідуються.

Видобувні запаси і коефіцієнти вилучення вуглеводнів розраховують за обґрунтованими проектними рішеннями щодо виділення експлуатаційних об'єктів, вибору способів впливу на пласт, систем розміщення свердловин, способів і режимів їх експлуатації тощо. Видобувні запаси визначають для кожного покладу, експлуатаційного об'єкта і для родовища в цілому.

Видобувні запаси розчиненого в нафті газу обчислюють за загальними запасами нафти з урахуванням ступеня її дегазації під час розробки.

Вибір способу і режиму промислового освоєння запасів покладів належить здійснювати за результатами по-варіантних розрахунків коефіцієнтів вилучення та економічних параметрів ефективності розробки. За явної переваги одного зі способів розробки по-варіантні розрахунки можна не виконувати. Кількість розрахункових варіантів розробки родовища (покладу, експлуатаційного об'єкта) належить обґрунтовувати.

Оптимальні способи і системи розробки продуктивних покладів, а також параметрів кондицій належить обґрунтовувати з урахуванням ступеня

складності геологічної будови і приймати до техніко-економічних розрахунків тільки ті варіанти, які відповідають вимогам Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.97 № 432, та Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу щодо розвіданості й підготовленості до промислової розробки покладів корисних копалин.

Термін дії видобувного підприємства, технологічні показники, види необхідного обладнання, засоби автоматизації, механізації, транспорту, підготовку вуглеводневої сировини, інші проектні рішення і розрахункові параметри слід обґрунтовувати сучасними методами з використанням чинних галузевих норм технічного і технологічного проектування, державних будівельних норм, досвіду складання проектів розробки підприємств-аналогів, даних наукових техніко-технологічних досліджень.

Динаміку зміни фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у процесі розробки та обґрунтування кондиційних (граничних) значень продуктивності свердловин, робочого тиску, ступеня обводненості продукції тощо належить визначати з урахуванням оптимальних технічних і технологічних можливостей, що забезпечують економічно доцільний ступінь вилучення, підготовки і транспорту вуглеводнів. Для кожного характерного показника встановлюють гранично допустимі параметри роботи видобувних свердловин (максимальну обводненість або газовий фактор, мінімальний дебіт за вуглеводневою складовою продукції свердловини тощо). Параметри технологічних показників варіантів розробки об'єктів експлуатації розраховують до досягнення кондиційних (граничних) параметрів роботи видобувних свердловин.

Мінімальний рівень видобутку визначають у цілому для родовища на підставі прямих техніко-економічних розрахунків та умов реалізації товарної продукції. За критерій мінімального рівня видобутку вуглеводнів з родовища належить брати відсутність прибуткового грошового потоку для користувача надр.

За наявності в родовищі кількох природних різновидів вуглеводнів, що відрізняються за технологічними властивостями і способами підготовки сировини до товарної продукції, в ТЕО кондицій потрібно виділяти відповідні види вуглеводнів, визначати умови підрахунку їх запасів і видобутку.

У родовищах, промислове значення яких визначається товарною продукцією різних якості, сортів тощо, ціни на які змінюються у значних межах, слід визначати мінімальний промисловий вміст основної корисної копалини з урахуванням супутніх корисних копалин і компонентів зі встановленням умовного сорту (якості) за схемою, аналогічною мінімальному промислового вмісту умовного компонента.

За відсутності стандартів або технічних умов щодо рівня мінімального

промислового вмісту корисних компонентів у вуглеводневій сировині мінімальний вміст промислового значення визначають за умови рівності повних експлуатаційних витрат на вилучення і підготовку до реалізації корисного компонента та ціни його реалізації.

Під час техніко-економічного обґрунтування вмісту корисного компонента та його промислового значення треба обрати варіант, що забезпечує максимальний підсумковий економічний ефект за весь період розробки родовища з урахуванням найбільшого видобутку і раціонального використання основної корисної копалини.

Максимально допустимий вміст шкідливих речовин у балансових запасах вуглеводнів належить встановлювати в разі, коли чинними стандартами чи технічними умовами передбачено обмеження щодо вмісту окремих шкідливих компонентів у товарній продукції.

Обґрунтування обсягів втрат вуглеводнів під час дослідження свердловин і технологічної підготовки видобутої сировини до стандартів товарної продукції регламентується чинними нормативами і закріплюється в технологічних схемах (проектах розробки) родовищ вуглеводнів. Втрати вуглеводнів залежать від застосованих засобів, обладнання, системи підготовки продукції та її обліку. Облік видобутої продукції належить проводити на кожній свердловині, за кожним об'єктом протягом терміну їх роботи.

15.2. Обґрунтування економічних кондицій і показників геолого-економічної оцінки родовищ (ділянок) нафти і газу

Економічні параметри розробки розраховують на підставі прийнятих технологічних рішень, визначених параметрів, розглянутих варіантів систем розробки родовищ вуглеводнів.

Економічне обґрунтування кондицій слід проводити відповідно до загальноприйнятих принципів оцінки ефективності інвестиційних проектів, у тому числі:

- ефективність промислової розробки родовища (об'єкта) визначають для всього циклу виробничої діяльності видобувного підприємства – від моменту оцінки до ліквідації;
- грошові потоки моделюють з урахуванням усіх пов'язаних з промисловою розробкою грошових надходжень, включаючи інвестиції і всі витрати за роками виконання передбачених робіт щодо геологічного вивчення надр, розробки родовища, охорони й відновлення навколишнього природного середовища;
- розрахунки проводять на дату оцінки запасів вуглеводнів із застосуванням процедури дисконтування майбутніх грошових потоків для приведення їх до однакових умов у початковому (нульовому) році;
- при визначенні параметрів ефективності розробки родовища (покладу) враховують тільки майбутні (відносно дати оцінки) витрати і надходження;

- для економічного обґрунтування кондицій можна використовувати програмні засоби.

Геолого-економічну оцінку проводять за стандартним і комерційним варіантами.

Стандартний варіант є обов'язковим для всіх об'єктів оцінки, що подаються на державну експертизу. Розрахунки в ньому виконують відповідно до визначених нормативними документами стандартних умов, у тому числі:

- норму дисконту, яку застосовують для визначення вартості запасів у надрах, беруть такою, що дорівнює поточній обліковій ставці Національного банку України на момент проведення геолого-економічної оцінки;
- інвестиції у виконання проекту з розробки родовища та реалізації товарної вуглеводневої продукції беруть як такі, що здійснюються за рахунок коштів користувача надр;
- економічні показники і параметри для умов, визначених угодами про розподіл продукції, не обґрунтовуються;
- видобуток вуглеводнів, а також супутніх корисних копалин і компонентів, підготування їх до реалізації передбачені традиційними, освоєними у світі технологіями і системами розробки;
- амортизаційні відрахування на родовищах, що розробляються на дату оцінки запасів, визначають з урахуванням раніше створених основних фондів.

Комерційний варіант розробляють як додатковий. Техніко-економічні розрахунки в ньому можуть урахувати умови, які сприяють повнішому порівняно зі стандартним використанню корисних копалин, включаючи й ті, що можуть бути забезпечені тільки конкретним користувачем надр, у тому числі:

- використання наявних основних фондів для розробки родовища і зменшення за рахунок цього капітальних витрат;
- застосування вищих споживчих цін для реалізації товарної вуглеводневої продукції, в тому числі за рахунок кооперації з виробництвом продукції вищого технологічного рівня;
- застосування податкових пільг, субсидій, дотацій та інших видів підтримки нафтогазового виробництва;
- запровадження новітніх високопродуктивних технологій пошуків, видобутку і підготовки до реалізації вуглеводнів, а також напрямів використання товарної продукції;
- застосування норми дисконту вищої або нижчої від облікової ставки Національного банку України.

Техніко-економічні розрахунки належить виконувати стосовно кінцевої вуглеводневої товарної продукції видобувного підприємства, яка відповідає вимогам відповідних стандартів або технічних умов і реалізується користувачем надр.

Для визначення вартості товарної продукції нафтогазодобувного виробництва потрібно застосовувати діючі ціни на відповідний вид і сорт вуглеводневої продукції, що склалися на товарних біржах. Ціни на товарну продукцію, що визначені на підставі договорів зі споживачами, можна застосовувати для визначення її вартості в разі, якщо вони не нижчі від біржових. Коли ж регульовані згідно із законодавством ціни на товарну вуглеводневу продукцію нижчі від біржових, то для визначення вартості запасів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надається у користування, слід застосовувати регульовані ціни, а для визначення балансової належності запасів вуглеводнів – біржові ціни.

Якщо користувач надр входить в об'єднання підприємств і реалізує свою товарну вуглеводневу продукцію за внутрішніми цінами цього об'єднання, такі ціни можна використовувати для економічних розрахунків у разі, якщо вони вищі від біржових або регульованих.

Вуглеводнева товарна продукція, що її користувач надр спрямовує на власні потреби (входить до переліку витрат), враховується як така, що видобута й реалізована на загальних підставах.

У виняткових випадках, коли рівень діючих біржових цін на товарну вуглеводневу продукцію не забезпечує рентабельної розробки родовища (покладу), користувач надр, який розробляє або розроблятиме родовище, на умовах економічного ризику може запропонувати застосування вищих цін реалізації продукції або нижчих цін на видобувне обладнання чи послуги в комерційному варіанті ТЕО. Це положення не поширюється на користувачів надр, які не розроблятимуть родовище.

Якщо ціну реалізації вуглеводневої продукції не можна визначити із застосуванням попередніх підпунктів цього пункту, то для обґрунтування її рівня слід застосовувати правила, визначені національними положеннями (стандартами) бухгалтерського обліку, а також національними стандартами з питань оцінки майна і майнових прав.

Ціни на матеріали, обладнання, паливно-енергетичні та інші ресурси, що використовуються для видобутку й підготовки до реалізації вуглеводневої товарної продукції, належить приймати на рівні діючих на момент оцінки ринкових (біржових) цін. Договірні ціни на обладнання, устаткування тощо можна застосовувати, якщо вони не перевищують біржові. Доцільність придбання закордонного устаткування за цінами, істотно вищими за вітчизняні, належить обґрунтовувати окремо.

В економічних розрахунках тарифи і ставки заробітної плати, середню заробітну плату, норми амортизаційних відрахувань, інші економічні нормативи належить приймати, керуючись чинними на момент оцінки законодавчими та нормативно-правовими актами.

У розрахунках обсягів капітальних вкладень користувача надр у будівництво (реконструкцію) передбачуваного нафтогазодобувного підприємства слід застосовувати прямі розрахунки, показники діючих підприємств-аналогів, типові проекти, укрупнені кошторисні норми, типові

положення з планування, обліку і калькулювання собівартості бурових, будівельно-монтажних та інших робіт, а також інші належним чином засвідчені нормативи з внесенням до них доцільних доповнень і поправок на конкретні умови.

Прямими розрахунками слід визначати капітальні вкладення в будівництво бурових свердловин та будівельно-монтажні роботи зі створення інфраструктури промислу. Витрати на придбання видобувного та іншого обладнання встановлюють як прямими розрахунками, так і через питомі капітальні вкладення, визначені на підприємстві-аналогу. Витрати на допоміжне виробництво приймають за аналогією; на будівництво шляхів, ліній електропередач, водогонів, інших лінійних споруд, що виходять за межі промислового майданчика – прямим розрахунком з використанням аналогів і укрупнених питомих показників кошторисної вартості одиниці їхньої довжини.

Капітальні вкладення в майбутні геологорозвідувальні роботи з розвідки деяких ділянок родовища належить встановлювати укрупненими кошторисними розрахунками на підставі прямого визначення обсягів майбутніх робіт.

Витрати на природоохоронні заходи належить визначати на підставі прямих розрахунків з використанням укрупнених питомих показників типових природоохоронних технологічних процесів, установок, споруд, підприємств, скоригованих відповідно до конкретних умов об'єкта ТЕО.

Витрати на відшкодування збитків землекористувачів і втрат сільськогосподарського виробництва внаслідок відводу земель для будівництва видобувного підприємства, а також витрати на компенсацію негативних наслідків від шкідливого впливу на навколишнє природне середовище розраховують укрупненим методом на підставі питомих витрат або прямими обчисленнями.

Витрати на рекультивацію територій, що надаються у тимчасове користування, визначають на підставі укрупнених нормативів витрат на рекультивацію порушених земель.

Розміри сум амортизаційних відрахувань обчислюють відповідно до чинного законодавства України. Сума амортизаційних відрахувань має забезпечувати повне повернення капітальних вкладень, що здійснюється відповідно до прийнятого оптимального варіанту промислового освоєння ділянки надр.

Експлуатаційні витрати слід визначати окремо за всіма основними складовими робіт, що супроводжують виробництво товарної продукції (видобуток, підготування до транспортування та реалізації), а також сумарно по підприємству на підставі розрахункових чи аналогових даних. Собівартість робіт, що виконуються за різними галузевими напрямками (геологорозвідувальні, будівельно-монтажні, дослідно-конструкторські, промислові тощо), слід обчислювати згідно з чинними галузевими методичними рекомендаціями з формування їхньої собівартості.

Обов'язковими складовими експлуатаційних витрат для обґрунтування кондицій є:

- витрати на оплату праці, що визначаються на підставі чисельності персоналу, рівня заробітної плати згідно з чинними галузевими угодами або статистичними даними, що публікуються;
- нарахування на заробітну плату згідно із законодавством;
- вартість сировини і матеріалів;
- витрати на електричну і теплову енергію;
- поточні витрати на охорону навколишнього природного середовища;
- витрати на підготовку продукції;
- амортизаційні відрахування;
- витрати на реалізацію товарної продукції;
- податки та обов'язкові платежі, які згідно із законодавством віднесені до собівартості продукції.

Наведений перелік статей витрат не є вичерпним і може поповнюватись залежно від конкретних обставин.

При обґрунтуванні кондицій для родовищ, які є складовою частиною ресурсної бази видобувного підприємства, треба враховувати тільки ті експлуатаційні витрати на видобування, підготовку і реалізацію товарної вуглеводневої продукції, які здійснюються на оцінюваному родовищі, або пов'язані з підготовкою й транспортуванням його продукції спільними для підприємства об'єктами, або здійснюються обслуговуючими (наприклад, ремонтними) підрозділами підприємства у зв'язку з обслуговуванням об'єктів родовища.

Для обґрунтування оптимального варіанта кондицій та оптимального варіанта промислового освоєння оцінюваного родовища (ділянки нафтогазоносних надр) слід використовувати такі показники:

- балансові запаси вуглеводнів;
- щорічні обсяги видобутку вуглеводнів;
- ціну одиниці різних видів вуглеводневої товарної продукції, що підлягає реалізації;
- надходження від реалізації товарної продукції;
- експлуатаційні витрати (у тому числі амортизаційні відрахування);
- чистий прибуток від виробничої (операційної) діяльності;
- капітальні вкладення;
- чистий грошовий потік;
- норму дисконту;
- чистий дисконтований грошовий потік;
- внутрішню норму прибутковості;
- термін окупності капіталовкладень;
- рентабельність виробничої діяльності;
- коефіцієнт вилучення вуглеводнів;

- надходження до бюджетів і державних цільових фондів.

По-варіантні техніко-економічні розрахунки з обґрунтування економічної доцільності (недоцільності) промислової розробки належить проводити для кожного продуктивного покладу (експлуатаційного об'єкта) з метою вибору оптимального варіанта.

Запаси вуглеводнів продуктивних покладів відносять до позабалансових (економічно неефективних) тільки на підставі техніко-економічних розрахунків.

Для родовища в цілому техніко-економічні розрахунки допускається виконувати за одним оптимальним варіантом, який поєднує оптимальні варіанти розробки кожного покладу або експлуатаційного об'єкта.

З метою забезпечення максимального вилучення розвіданих запасів вуглеводнів допускається віднесення до балансових запасів окремих покладів вуглеводнів з низькою ефективністю розробки (умовно балансових), якщо в цілому по родовищу або експлуатаційному блоку це не призводить до істотного погіршення техніко-економічних показників.

Під час визначення оптимального варіанта кондицій для підрахунку запасів вуглеводнів і, відповідно, оптимального варіанта промислового освоєння оцінюваного нафтогазового об'єкта, перевагу належить віддавати варіанту, що забезпечує високі коефіцієнти вилучення вуглеводнів із надр, максимальні: накопичений чистий грошовий потік та надходження до бюджетів і державних цільових фондів, за позитивного чистого дисконтованого грошового потоку.

XVI. ЗМІСТ МАТЕРІАЛІВ З ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ РОДОВИЩ (ДЛЯНОК) НАФТИ І ГАЗУ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ДКЗ УКРАЇНИ НА ДЕРЖАВНУ ЕКСПЕРТИЗУ ТА ОЦІНКУ

Актуалізація вимог до змісту звітів з геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу обумовлена високою динамічністю в останні десятиліття законодавчої й нормативно-правової бази, що врегульовує гірничі відносини в галузі геологічного вивчення і надання надр у користування. Визначається необхідність застосування новітніх методів і прийомів для різнобічного вивчення геологічних умов залягання родовищ вуглеводнів, правових, технологічних, економічних умов їх розробки, а також техніко-економічного аналізу ефективності промислового освоєння нафтогазоносних ділянок надр, що надаються у користування. Наведені обставини приводять до значного розширення кола питань, які розкривають у звітах з підрахунку запасів вуглеводнів, що подаються на державну експертизу, за одночасного скорочення обсягів цих звітів. Тому вимоги сучасних нормативно-правових документів (керівництв, інструкцій) до звітів з підрахунку запасів нафти і газу можна розглядати і як вимоги до напрямів і складу робіт з геолого-економічної оцінки нафтових і газових родовищ.

Основні вимоги до звіту, його змісту та оформлення, а також порядок подання на розгляд ДКЗ України визначає «Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу» (1999 р.).

Ця Інструкція визначає *склад* і *зміст* матеріалів з детальної геолого-економічної оцінки (ГЕО-1) розвіданих родовищ (покладів) вуглеводнів, порядок подання їх на експертизу й оцінку ДКЗ України.

Крім того, Інструкція визначає також *основні вимоги* до скороченого складу матеріалів попередньої (ГЕО-2) і початкової (ГЕО-3) геолого-економічних оцінок об'єктів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, які подаються на експертизу та апробацію ДКЗ України за рішенням надрокористувачів.

Інструкція містить також *рекомендації* щодо складу матеріалів з пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів, які подаються на розгляд ДКЗ України для надання методичної допомоги виконавцям робіт.

Державна комісія України по запасах корисних копалин при Держгеонадра України є науково-технічною установою, яка здійснює державну експертизу і оцінку матеріалів з розвідки та геолого-економічної оцінки родовищ мінеральної сировини (в тому числі нафти і газу). Дослідження та аналіз матеріалів звіту виконують експерти ДКЗ України. Результати експертних робіт обговорюються на попередньому і затверджуються на пленарному засіданні Комісії. Рішення, рекомендації, вказівки та інструкції ДКЗ України з питань, які стосуються її компетенції, є обов'язковими для виконання підприємствами та організаціями, які ведуть

геологорозвідувальні роботи, проектування і будівництво гірничодобувних підприємств, а також видобуток мінеральної сировини незалежно від їх відомчого підпорядкування.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Жданов М.А.* Нефтегазопромисловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М.А. Жданов. – М.: Недра, 1981. – 456 с.
2. *Гутман И.С.* Методы подсчета запасов нефти и газа / И.С. Гутман. – М.: Недра, 1985. – 223 с.
3. *Амелин И.Д.* Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник; под. ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана [Амелин И.Д., Бадьянов В.А., Вендельштейн Б.Ю. и др.]. – М.: Недра, 1989. – 270 с.
4. *Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. и др.* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва–Тверь, ВНИГНИИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
5. *Гришин Ф.А.* Подсчет запасов нефти и газа в США / Ф.А. Гришин. – М.: Недра, 1993. – 350 с.
6. *Гришин Ф.А.* Промышленная оценка месторождений нефти и газа / Ф.А. Гришин. – М.: Недра, 1995. – 277 с.
7. *Іванишин В.С.* Нафтогазопромислова геологія / В.С. Іванишин. – Львів, 2003. – 646 с.
8. *Орлов О.О.* Нафтогазопромислова геологія підручник: для студентів вузів / [О.О. Орлов, М.І. Євдошук, В.Г. Омельченко та ін.], за ред. О.О. Орлова. – К.: Наук. думка, 2005. – 432 с.
9. *Борисенко З.Г.* Методика геометризації резервуарів і залежій нафти і газу / З.Г. Борисенко. – М.: Недра, 1980. – 206 с.
10. *Амелин И.Д.* Определение извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения с учетом эксплуатации залежій до предела рентабельности // РНТС ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтегазопромисловое дело. – 1982. – Вып. 5. – С. 7–9.
11. *Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу.* Затверджено наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 5.05.1997 № 432 / Державна комісія України по запасах корисних копалин. – К., 1997.
12. *Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу.* Затверджено наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 10.07.1998 № 46 / Державна комісія України по запасах корисних копалин. – К., 1998. – 45 с.
13. *Ловинюков В.І., Самарець А.В., Барановська Н.Я.* Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу / Державна комісія України по запасах корисних копалин. – К., 1999. – 67 с.
14. *Євдошук М.І., Пінчук М.М., Курилюк Л.В. та ін.* Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. ГСТУ – К., 1999. – 17 с.

15. *Євдощук М.І.* Складання початкової і попередньої геолого-економічних оцінок геологорозвідувальних робіт на нафту і газ (методичні вказівки). Керівний нормативний документ / [М.І. Євдощук, М.М. Пінчук, В.Я. Сініцин та ін.]. – К.: 1999. – 68 с.

16. *Рудько Г.І., Нецький О.В., Назаренко М.В., Хоменко С.А.* Національні та міжнародні системи класифікації запасів і ресурсів корисних копалин: стан та перспективи гармонізації: Монографія / [Г.І. Рудько, О.В. Нецький, М.В. Назаренко, С.А. Хоменко]. – Київ – Чернівці: Букрек, 2012. – 240 с.

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	2
Загальні положення	3
Галузь використання	4
Нормативні посилання	4
I. ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ, ЩО ВРЕГУЛЬОВУЮТЬ ПИТАННЯ З ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ І ОЦІНКИ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ	5
1.1. Рамкова класифікація ООН викопних енергетичних та мінеральних запасів/ресурсів корисних копалин	5
1.2. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України	8
1.3. Вимоги до комплексного вивчення нафтових і газових родовищ	18
1.4. Застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геологічного вивчення родовищ (покладів) нафти і газу	21
1.4.1. Розподіл родовищ (покладів) нафти і газу за складом основних вуглеводневих сполук, фазовим станом та умовами залягання	21
1.4.2. Розподіл родовищ (покладів) нафти і газу за величиною видобувних запасів та складністю геологічної будови	23
1.4.3. Розподіл запасів і ресурсів нафти та газу за ступенем їх техніко-економічного вивчення	24
1.4.4. Розподіл запасів і ресурсів нафти та газу за промисловим значенням (економічною доцільністю, умовами соціально-екологічної доступності)	25
1.4.5. Розподіл запасів і ресурсів нафти та газу за ступенем геологічного вивчення	27
1.4.6. Вимоги до робіт з геологічного вивчення нафтогазоносних ділянок надр	32
1.5. Основні класифікаційні ознаки й параметри покладів нафти і газу за будовою і складом флюїдів	40
1.5.1. Флюїди	45
1.5.2. Природні резервуари	47
1.5.3. Умови залягання флюїдів у покладі	48
1.6. Нафтогазоносні геологічні об'єкти, що містять ресурси нафти і газу, принципи їх класифікації і нафтогазогеологічного районування	49
1.7. Комплексне вивчення нафтогазоносних об'єктів за стадіями геологорозвідувальних робіт і розробки	56
1.7.1. Регіональний етап	56
1.7.2. Пошуковий етап	59
1.7.3. Розвідувальний етап	61
1.7.4. Комплексне вивчення продуктивних відкладів пошуковими і розвідувальними свердловинами	63
1.7.5. Типовий комплекс досліджень у пошукових і розвідувальних свердловинах	64
1.7.6. Комплексне дослідження проб нафти, газу, конденсату і пластових вод	66
1.7.7. Комплексне вивчення родовищ (покладів) вуглеводнів у процесі розробки	66
1.8. Вимоги до розвіданості й геологічної вивченості запасів нафти і газу за класами і категоріями	68
1.9. Підрахунковий план	72
1.10. Характеристика запасів, перспективних і прогнозних ресурсів нафти і газу за класами й категоріями підготовленості до розробки	74
1.11. Приклади оконтурювання ресурсів і запасів нафти і газу для визначення	83

	їх об'єму за етапами геологічного вивчення	
1.12.	Підготовленість родовищ (покладів) нафти і газу до промислового освоєння	91
II.	ОБ'ЄКТИ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ ТА ОЦІНКИ РЕСУРСІВ НАФТИ І ГАЗУ	93
2.1.	Взаємозв'язок класів і категорій запасів і ресурсів вуглеводнів з етапами та стадіями геологорозвідувального процесу на нафту і газ	93
2.2.	Виділення нафтогазоперспективних об'єктів для оцінки прогнозних ресурсів	95
2.3.	Виділення нафтогазоперспективних об'єктів для оцінки перспективних ресурсів	96
2.4.	Підрахункові об'єкти запасів нафти і газу	97
III.	СУМАРНІ АГРЕГОВАНІ РЕСУРСИ ВУГЛЕВОДНІВ	99
IV.	ВЛАСТИВОСТІ Й ХАРАКТЕР ЗАЛЯГАННЯ НАФТИ, ГАЗУ ТА ВОДИ У ПЛАСТОВИХ УМОВАХ	101
4.1.	Вуглеводневий газ	101
4.2.	Відхилення вуглеводневих газів від законів ідеальних газів	103
4.3.	Нафта	108
4.4.	Нафто-, газо- і водонасиченість об'єму пор у колекторах	115
4.5.	Визначення фізико-хімічних властивостей, параметрів нафти і газу за пластовими та поверхневими пробами	117
V.	СИСТЕМНИЙ ПІДХІД ДО ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ, ГАЗУ ТА СУПУТНИХ КОРИСНИХ КОМПОНЕНТІВ	131
VI.	ОБ'ЄМНИЙ МЕТОД ПІДРАХУНКУ ЗАГАЛЬНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ	135
6.1.	Огляд методів підрахунку запасів нафти і газу	135
6.2.	Сутність об'ємного методу підрахунку запасів нафти і газу в надрах	136
6.3.	Способи визначення середніх значень параметрів об'ємного методу	139
6.4.	Основні етапи підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом	150
6.5.	Основні етапи підрахунку запасів нафти і газу на різних стадіях геологічного вивчення покладів для колекторів порового типу	151
6.5.1.	Стадія пошуку родовищ (покладів)	151
6.5.2.	Стадія розвідки родовищ (покладів)	165
6.5.3.	Завершальна стадія розвідувального етапу (детальна геолого-економічна оцінка родовищ ГЕО-1)	178
6.5.4.	Особливості підрахунку запасів нафти і газу покладів, що розробляються (ГЕО-1)	183
6.6.	Особливості підрахунку запасів нафти і газу в колекторах складної будови	188
6.7.	Особливості підрахунку запасів нафти і газу в нафтогазових і газонафтових покладах	194
VII.	МЕТОДИ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ І ВІЛЬНОГО ГАЗУ, ЩО ГРУНТУЮТЬСЯ НА ПРИНЦИПІ МАТЕРІАЛЬНОГО БАЛАНСУ	197
7.1.	Суть та умови застосування методів	197
7.1.1.	<i>Виведення рівняння матеріального балансу на основі положення про збереження кількості флюїдів</i>	199
7.1.2.	<i>Виведення рівняння матеріального балансу на основі сталості об'єму пор, первинно зайнятого нафтою і газом</i>	201
7.2.	Визначення об'ємних характеристик нафти, газу і води	205
7.2.1.	<i>Визначення коефіцієнта стисливості пластової нафти</i>	205
7.2.2.	<i>Визначення об'ємного коефіцієнта природного газу</i>	209

7.2.3.	<i>Визначення об'ємного коефіцієнта і коефіцієнта стисливості пластової води</i>	209
7.3.	Вплив пластової води, що надійшла у поклад, на підрахунок запасів нафти	212
7.4.	Розрахунок ефективності різних видів енергії витіснення нафти з нафтогазоносного пласта	216
7.5.	Модифікація методу матеріального балансу для підрахунку запасів нафти	217
7.6.	Метод матеріального балансу для підрахунку запасів вільного газу	220
VIII.	СТАТИСТИЧНИЙ МЕТОД ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ	222
8.1.	Принципи статистичного методу	222
8.2.	Статистичний метод підрахунку запасів нафти	227
8.3.	Статистичний метод підрахунку запасів вільного газу	232
IX.	МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ВИДОБУВНИХ (БАЛАНСОВИХ) ЗАПАСІВ НАФТИ НА РІЗНИХ СТАДІЯХ ВИВЧЕНОСТІ ПОКЛАДІВ	238
9.1.	Методи визначення проектних коефіцієнтів вилучення нафти за водонапірного режиму	238
9.1.1.	<i>Визначення коефіцієнта вилучення нафти на виявлених покладах і на стадії оцінювання родовищ (покладів) за багатовимірними статистичними моделями</i>	239
9.1.2.	<i>Визначення коефіцієнта вилучення нафти при підрахунку запасів покладів, які вводяться в розробку, і при перерахунку запасів покладів, що розробляються</i>	241
9.2.	Визначення коефіцієнтів вилучення нафти в режимі розчиненого газу	246
9.3.	Методи уточнення початкових і поточних видобувних запасів нафти за даними розробки на пізній стадії	246
9.3.1.	<i>Підрахунок початкових і(або) поточних видобувних запасів нафти по покладах із режимом розчиненого газу</i>	247
9.3.2.	<i>Підрахунок початкових видобувних запасів нафти по покладах із водонапірним режимом</i>	254
9.4.	Поняття про коефіцієнт вилучення газу	257
9.4.1.	<i>Газовий режим</i>	258
9.4.2.	<i>Пружноводонапірний режим</i>	259
X.	ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТІВ НАФТО-, ГАЗО- І КОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ	263
10.1.	Визначення коефіцієнта нафтовилучення	263
10.1.1.	<i>Фактори, що впливають на нафтовилучення</i>	264
10.1.2.	<i>Методи розрахунку коефіцієнтів нафтовилучення</i>	265
10.2.	Визначення коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення	266
10.2.1.	<i>Фактори, що впливають на газо- і конденсатовилучення</i>	267
10.2.2.	<i>Способи розрахунку газовилучення із газових і газоконденсатних покладів</i>	
10.2.3.	<i>Способи розрахунку газовилучення із нафтових покладів</i>	272
10.2.4.	<i>Способи розрахунку конденсатовилучення</i>	276
XI.	ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ СУПУТНІХ КОРИСНИХ КОПАЛИН І КОМПОНЕНТІВ У НАФТІ ТА ГАЗІ	278
11.1.	Підрахунок запасів розчиненого в нафті газу	278
11.2.	Підрахунок запасів конденсату	279
11.3.	Підрахунок загальних і видобувних (балансових) запасів етану, пропану, бутанів та інших супутніх корисних компонентів	281
XII.	ПЕРЕВЕДЕННЯ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ У ВИЩІ КЛАСИ І	283

	ПЕРЕРАХУНОК (ПОВТОРНИЙ ПІДРАХУНОК) ЗАПАСІВ	
12.1.	Переведення запасів нафти і газу у вищі класи	283
12.2.	Особливості перерахунку запасів нафти, газу і конденсату покладів, що знаходяться у розробці	285
XIII.	ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВНИХ РЕСУРСІВ НАФТИ І ГАЗУ	287
13.1.	Безпосереднє визначення площі нафтогазоносності	288
13.2.	Визначення можливої площі нафтогазоносності за допомогою коефіцієнта заповнення пастки	289
13.3.	Принципи визначення решти підрахункових параметрів	290
13.4.	Оцінка перспективних ресурсів на перспективних площах із прогнозними нафтогазовими або газонафтовими покладами	291
XIV.	ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ ТА ПОКАЗНИКИ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ НАФТОГАЗОНОСНИХ ДІЛЯНОК НАДР	293
14.1.	Нормативно-правове обґрунтування геолого-економічної оцінки нафтогазоносних ділянок надр та родовищ нафти і газу	293
14.2.	Основні поняття, терміни та показники, що використовуються для геолого-економічної оцінки нафтових і газових родовищ	299
14.3.	Загальні засади геолого-економічної оцінки запасів та ресурсів вуглеводнів	303
XV.	ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ	310
15.1.	Обґрунтування технологічних кондицій і показників геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу	310
15.2.	Обґрунтування економічних кондицій і показників геолого-економічної оцінки родовищ (ділянок) нафти і газу	312
XVI.	ЗМІСТ МАТЕРІАЛІВ З ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ РОДОВИЩ (ДІЛЯНОК) НАФТИ І ГАЗУ, ЩО ПОДАЮТЬСЯ ДО ДКЗ УКРАЇНИ НА ДЕРЖАВНУ ЕКСПЕРТИЗУ ТА ОЦІНКУ	318
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	320
	ЗМІСТ	322