

**Ключевые слова:** герметичность, соединение, конструкция, элементы.

*During the casing operation under the conditions of the increased temperature and pressure, the elements of the clutch coupling are effected by great static and dynamic stresses, thermal cyclic loadings that lead to the elastic and plastic deformations of the section of the coupling, pipes and sealing elements that influence the hermiticity and the endurance of the casing and heat flow pipes. The elastically deformed state of the pipe junction with sealing coil is theoretically substantiated. The results of the experimental investigation that proved the high hermeticity of the casing with the suggested clutch coupling have been introduced.*

**Key words:** integrity, connection, design, element.

#### Література

1. ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним.
2. А.с. 1663174А1 СССР, МКИ Е 21 В 17/02, 17/042, F. 16L 15/00. Резьбовое соединение теплонагнетательных труб / Б. А.Чернов, И. С. Бабюк, К. А. Оганов, Я. Б.Чернов. – Оpubл. 15.07.91, Бюл. № 26
3. Чернов Б. О., Чернова М. С., Яворський В. М. Пружно-деформований стан муфтового з'єднання обсадних труб з герметизуючим елементом у високотемпературних свердловинах // Нафтогазова енергетика. – Івано-Франківськ: «Факел», 2009. – С. 41–44.
4. Пат. 57111 Україна, МПК Е 21 В 17/02, Е 21 В 17/042. Різьбове з'єднання обсадних та насосно-компресорних труб / М. С.Чернова, В. М. Яворський, Б. О. Чернов, В.Б. Чернов. – Заявл. 22.07. 10; Оpubл. 10.02.2011, Бюл. № 3.
5. Чернов Б. О., Чернова М. С., Чернов В. Б. Підвищення експлуатаційних характеристик обсадних колон шляхом удосконалення конструкцій різьбових з'єднань // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ – Івано-Франківськ: «Факел», 2011. – С. 91–95.

*Надійшла 23.07.11*

УДК 621.921.343-492.2:541.128.13

**Б. О. Чернов**, д-р техн. наук; **В. І. Коваль**, **М. М. Западнюк**, аспіранти

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна*

#### СУЧАСНІ МЕТОДИ ОЦІНКИ ВИДОБУВНИХ ЗАПАСІВ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

*Надійність методів аналізу розробки нафтових покладів відіграє важливу роль в процесі проектування. Методи оперативного аналізу та математичного моделювання громіздкі та енергозатратні. Проведено аналіз ефективності існуючих методів. Запропоновано математично обґрунтований метод прогнозування видобутку нафти з врахуванням фактичної зміни основних показників розробки.*

**Ключові слова:** нафта, дебіт, прогнозування, поклад.

Швидкість та надійність методів аналізу розробки нафтових покладів відіграє важливу роль в процесі проектування розробки та оцінки ефективності впровадження методів інтенсифікації вилучення вуглеводнів. Для прийняття об'єктивного рішення щодо подальшої розробки необхідно досконало володіти методами оперативного аналізу та вмінням правильно інтерпретувати отримані результати. На сьогоднішній день найбільш точними методами оцінки та прогнозування розробки є методи математичного моделювання. Проте ці методи вимагають значних людських та машинних ресурсів. На відміну від вищезазначених, графоаналітичні методи з використанням диференціальних та інтегральних характеристик витіснення відрізняються простотою та швидкістю обробки даних і забезпечують прийнятну точність в розрахунках.

Експрес-методи прогнозування мають чисто емпіричний характер та розглядаються як статистичні методи моделювання. У нафтопромисловій практиці, в основному, здійснюється прогнозування поточного і накопиченого видобутку нафти та рідини, обводнення продукції та коефіцієнта нафтовилучення, а також визначення початкових видобувних запасів. Дослідженням

цього питання займалось широке коло вчених. Загальновідомі методи Пірвердяна, Казакова, Назарова і Сипачова, Копитова та Максимова [1–3].

Нижче авторами розглядається методика оцінки дренованих запасів та прогнозування видобутку нафти за падінням дебіту, яка була вперше запропонована Лейбензоном [2] та досить часто використовується в інженерних розрахунках під час складання науково-технічної документації з розробки нафтових родовищ:

$$q_t = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0 t}{Q_0}} \quad (1)$$

де:  $q_t$  – поточний дебіт нафти на момент часу  $t$ ;  $q_0$  – початковий дебіт нафти;  $Q_0$  – початкові запаси нафти;  $t$  – час.

З метою визначення дренованих запасів  $Q_0$  за рівнянням (1) використовують графічну побудову залежності поточного дебіту від накопиченого видобутку. Для подальшого прогнозування видобутку нафти застосовують графічну залежність дебіту від відпрацьованих свердловино-днів. Проте на практиці розрахунки за даною формулою пов'язані з деякими труднощами.

Визначення видобувних запасів нафти передбачає побудову залежності дебіту нафти на момент часу  $t$  від накопиченого видобутку нафти на цей же момент. Проте у випадку, коли на покладі працює значна кількість свердловин та поклад розробляється тривалий час, не завжди можливо побудувати таку залежність. Обумовлено це тим, що ряд свердловин періодично зупиняється для проведення ремонтних робіт та інших геолого-технічних заходів. Тому для визначення видобувних запасів досить часто будується залежність середньорічного або середньомісячного дебіту від накопиченого видобутку. В такому випадку величина дебіту усереднюється в інтервалі часу  $t_{n+1}-t_n$ . Таким чином, на кінець періоду  $t_{n+1}$  для розрахунку використовується завищене значення дебіту. Графічно це може мати вигляд стрибкоподібної усередненої зміни дебіту в часі (сходінками), хоча фактичний дебіт змінюється плавно та поступово. Схематично таку залежність наведено на рис. 1.

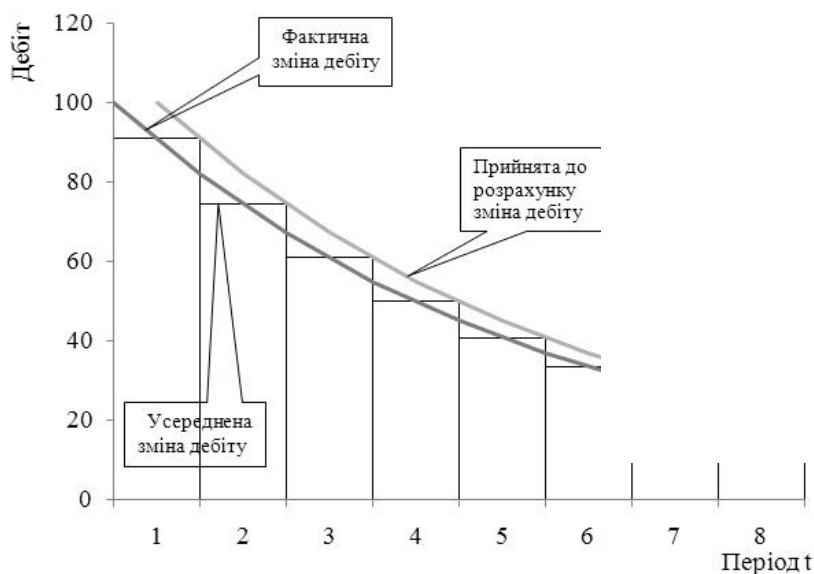


Рис. 1. Схематична залежність фактичної, усередненої за період та прийнятої до розрахунку зміни дебіту у часі

Як видно з рис. 1, різниця між фактичною зміною дебіту і прийнятою для розрахунку буде тим більша, чим більшою кількістю свердловин працює на покладі та чим більший крок зміни часу. Не врахування цієї обставини призводить до того, що під час прогнозування видобутку нафти в координатах  $q-t$  буде отримано дещо завищені значення відборів. Нижче це більш докладно буде висвітлено на прикладі нафтового покладу об'єкта В-22+Т-1 Бугруватівського родовища.

На рис. 2 наведено залежність дебіту нафти від накопиченого видобутку, а на рис. 3 – залежність дебіту від відпрацьованих свердловино-днів.

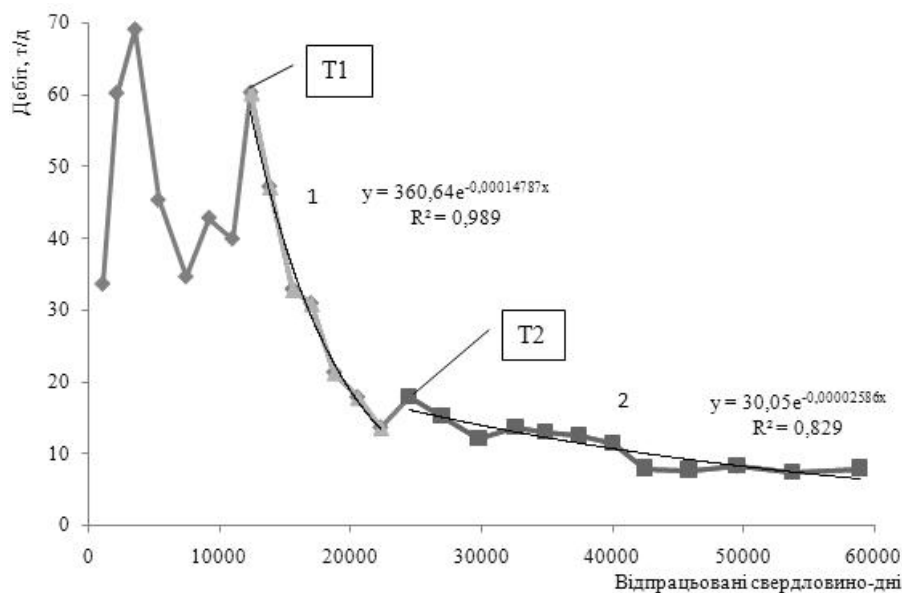


Рис. 2. Залежність дебіту від накопиченого видобутку нафти

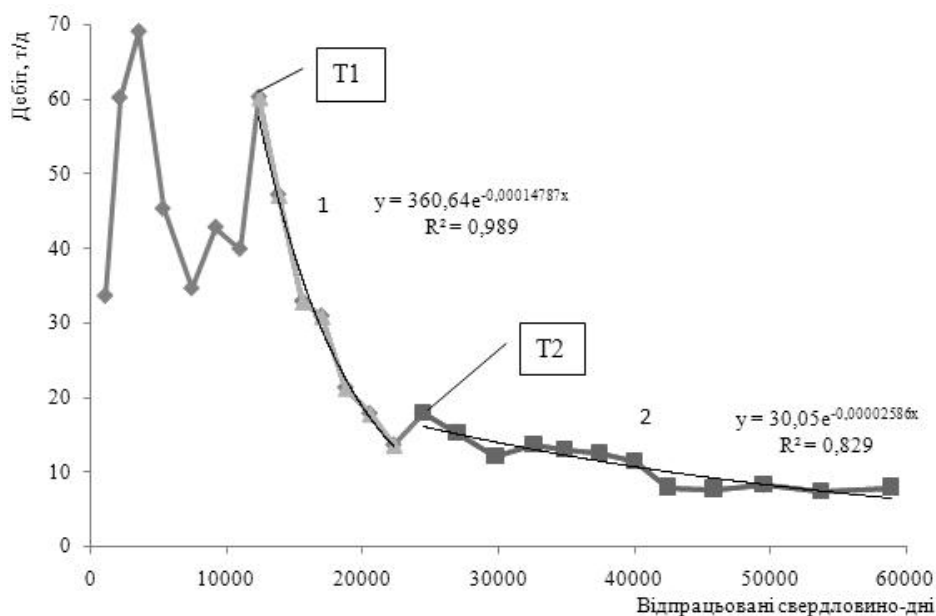


Рис. 3. – Залежність дебіту нафти від відпрацьованих свердловино-днів

На рис. 2 виділено два характерні періоди розробки, що дозволяють провести оцінку видобувних запасів. Так, за першою лінійною ділянкою 1 кривої запаси нафти оцінено в об'ємі 917 тис. т, за ділянкою 2 – 1447,62 тис. т. За цими ж періодами розробки проведено експоненціальні кореляційні криві на рис. 3, що також дають змогу провести оцінку запасів.

Рівняння 1 можна записати у такому вигляді:

$$q_t = q_0 e^{-ct}, \quad (2)$$

де:  $c = \frac{q_0}{Q_0}$  – коефіцієнт;

Отже, відносно початкових запасів отримуємо формулу:

$$Q_0 = \frac{q_0}{c}. \quad (3)$$

Підставляючи коефіцієнт "с" з кореляційних залежностей рис. 3 у рівняння (3), за першою ділянкою отримуємо запаси 2438,901 тис т, за другою – 1052,48 тис. т.

У порівнянні із запасами, отриманими згідно з побудовами на рис. 2, отриману значну різницю та нехарактерне зменшення величини запасів у часі. Пов'язано це з тим, що для коректної

оцінки запасів необхідно перебудувати графічну залежність, зображену на рис. 3, таким чином, щоб початок кожного характерного періоду розробки починався з нульового значення відпрацьованих свердловино-днів. Аналіз перебудованих таким чином графічних залежностей виявив, що коефіцієнти кореляції, в порівнянні з рисунком 5 не змінилися, проте змінилися коефіцієнти рівнянь і розраховані по-новому величини видобувних запасів нафти тепер становлять відповідно 481,84 тис. т та 653,24 тис. т. Як свідчать результати аналізу, розраховані запаси є початковими на моменти часу T1 та T2 (рис. 3) і для знаходження загальних запасів необхідно до знайдених величин додати накопичений видобуток нафти станом на моменти часу T1 та T2 відповідно. Таким чином, остаточно отримуємо величини видобувних запасів: за ділянкою кривої 1 – 979 тис. т та 1497,84 тис. т за ділянкою кривої 2. Для наочності зведемо величини знайдених запасів у таблицю 1.

**Таблиця 1. Порівняння початкових видобувних запасів, розрахованих за методиками 1 та 2**

Тип залежності	Початкові запаси, тис. т	
	Ділянка 1	Ділянка 2
$q-t$ (методика 2)	979,04	1497,84
$q-Q_{\text{нак}}$ (методика 1)	917,00	1447,64
Абсолютна різниця, тис.т	62,04	50,20
Відносна різниця, %	6,77	3,47

Таким чином, різниця в оцінці запасів становить: за першою ділянкою – 6,77 %, за другою – 3,47 %. Наскільки велика ця різниця можна орієнтовно оцінити, виходячи з наступних міркувань. З рівняння (1) випливає, що дебіт зменшиться в 2,71 рази у випадку, коли добуток  $q_0 t$  буде рівний величині запасів  $Q_0$ . Звідси можна знайти певний характерний термін розробки  $T_0$ :

$$T = \frac{Q_0}{q_0}. \quad (4)$$

Порівнюючи прогнозовані терміни розробки бачимо незначне відхилення у величині видобувних запасів достатньо суттєво впливає на величину прогнозного терміну розробки покладу. Метод визначення запасів відіграє досить важливу роль у подальшому проектуванні розробки.

Відповідно пропонуємо використовувати методика 1 з тих міркувань, що залежність лінійна і однозначно сходиться в точці, рівній видобувним запасам, незалежно від початкового відхилення.

Такий висновок випливає з того, що видобуток нафти за період  $t_{n+1}-t_n$  розраховуємо за рівнянням, яке отримане з рівняння (1) після інтегрування в інтервалі від  $t_n$  до  $t_{n+1}$ :

$$Q = Q_0 \left( e^{-\frac{q_0 \cdot t_n}{Q_0}} - e^{-\frac{q_0 \cdot t_{n+1}}{Q_0}} \right), \quad (5)$$

де:  $Q$  – видобуток нафти за період  $t_{n+1}-t_n$ .

При побудові залежності використовується середнє значення  $q_{\text{ср}}$ , яке становить:

$$Q = \frac{Q_0 \left( e^{-\frac{q_0 \cdot t_n}{Q_0}} - e^{-\frac{q_0 \cdot t_{n+1}}{Q_0}} \right)}{t_{n+1} - t_n}. \quad (6)$$

Якщо задати, що  $t_{n+1} \Rightarrow \infty$  та крок зміни часу постійний ( $t_{n+1}-t_n = \text{const}$ ), тоді з рівняння (6) отримаємо, що  $q_{\text{ср}} \Rightarrow 0$ . За тих же умов до нуля також прямує значення фактичного дебіту нафти, розрахованого за рівнянням (1). Відповідно різниця:

$$\Delta = \frac{Q_0 e^{-\frac{q_0 \cdot t_n}{Q_0}}}{t_{n+1} - t_n}. \quad (7)$$

Якщо прийняти, що  $t_{n+1} - t_n \Rightarrow 0$ , то  $\Delta \Rightarrow 0$ .

Для знаходження початкового дебіту  $q_0$  з рівняння (1) після перетворень відносно довільних періодів розробки одержали рівняння:

$$q_0 = \frac{\ln(q_{t_n}) - \ln(q_{t_{n-1}})}{\frac{t_{n-1}}{Q_0} - \frac{t_n}{Q_0}}, \quad (8)$$

де:  $t_{n-1}, t_n$  – кількість відпрацьованих свердловино-днів на  $n-1$  та  $n$ -ий період відповідно;  $q_m, q_{m-1}$  – значення дебіту на моменти часу  $t_n, t_{n-1}$  відповідно.

Підсумовуючи сказане, пропонуємо удосконалену методику розрахунку прогнозованих показників, згідно з якою необхідно:

- оцінку запасів  $Q_0$  проводити за методом прямої лінії в координатах  $q - Q_{\text{нак}}$ ;
- значення  $q_0$  на початок розрахункового періоду знаходити за рівнянням (7);
- для розрахунку прогнозного видобутку нафти використовувати рівняння (4).

Для прикладу наведемо прогнозний розрахунок за рекомендованою методикою та за кореляційним рівнянням з рис. 3 за ділянкою 2.

Вихідні дані, станом на момент часу  $T_2$ , наступні: крок зміни часу – 3047,94 свердловино-дні, накопичений видобуток нафти 1232,19 тис. тон, накопичені свердловино-дні – 58863,6.

Аналіз одержаних результатів свідчить, що абсолютна похибка за накопиченим видобутком нафти за 12 прогнозних періодів (в даному випадку один період рівний року) становить 11,53 тис. т, або 0,84 %. Різниця за накопиченим видобутком досить значна і її врахування може суттєво вплинути на подальшу розробку покладу, наприклад під час проектування подальшого розбурювання. Неврахування згаданих особливостей також може призвести перевищення накопиченого прогнозного видобутку нафти над оціненими видобувними запасами.

При розробці нафтових і газових родовищ часто зустрічаються випадки коли однією свердловиною розкрито газонасичену частину покладу, другою – нафтову, причому газонафтовий контакт (ГНК) не розкрито жодною свердловиною і поверх нафтогазоносності становить декілька десятків метрів, поклад свердловинами розкрито в крайній верхній та нижній точках. У такому випадку, у свердловинах, відзначатиметься розбіжність тисків насичення, флюїди будуть недонасиченими, перераховані коефіцієнти конденсато- та газомісту теж будуть відрізнятись. Наведені розбіжності можуть призвести до спроби здійснити розділення двох гідрогазодинамічних систем.

Для розв'язання даної проблеми нами реалізовано програмний комплекс для розрахунку фазової рівноваги та гравітаційного розподілу компонентів згідно з Брусіловським А. І.[4], який дає змогу проводити моделювання багатоконпонентних систем довільного складу.

Для досліджень змодельовано поклад насичених вуглеводнів з поверхом нафтогазоносності 400 м (рис. 4), пластова температура – 100 °С. Суміш, що розглядається – нафта, густина в поверхневих умовах становить 804 кг/м<sup>3</sup>, тиск насичення – 24,6 МПа, газоміст – 775 м<sup>3</sup>/т. Пластовий тиск по середині покладу прийнято рівним тиску насичення, відповідно проведено розрахунок зміни тиску по розрізу покладу, гравітаційного перерозподілу компонентів нафти та рівноважного до неї газу.

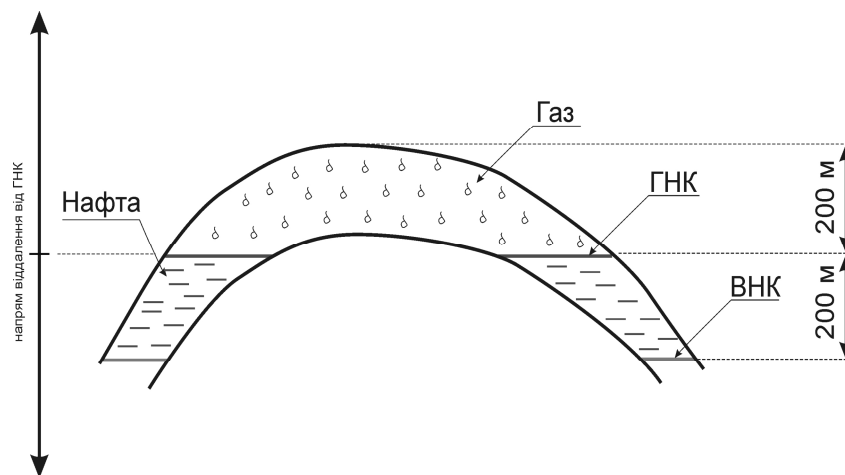


Рис. 4. Схема покладу насичених вуглеводнів

Аналіз розрахунку параметрів суміші на основі програмного комплексу свідчить, що газ та нафта, які є насичені на межі контакту при віддалення від нього стають недонасиченими. При піднятті відносно

ГНК вгору відбувається зниження пластового тиску відповідно до стовпа газу, проте насиченість газу важкими вуглеводнями, а, відповідно, і тиск насичення мають більший темп падіння. Таким чином, газ завжди буде недонасиченим, що унеможливує фазові переходи та випадіння з нього конденсату.

Для газової частини покладу спостерігається досить суттєва зміна конденсатомісту по розрізу. Для визначення ефективності запропонованої методики підрахунку запасів, проведено розрахунок з врахуванням впливу гравітаційного розподілу вуглеводневих компонентів та розрахунок за класичною методикою. При цьому оцінено величину питомих запасів вуглеводнів на одиницю об'єму покладу.

Аналіз результатів розрахунків показує, що при розрахунку запасів за класичною методикою для газової частини покладу газу виявляться на 4,67 % більшими, а конденсату – на 19,29 % меншими від підрахованих за інтегральним методом. В нафтовій частині різниця по запасах нафти та розчиненого газу становитиме відповідно мінус 12,6 % та 5,53 %.

Таким чином, у статті висвітлено проблематику, пов'язану з оперативною оцінкою запасів, та запропоновано математично обґрунтовану методику розрахунку прогнозних показників.

При розрахунку запасів родовища необхідно враховувати вплив гравітаційного поля на розподіл компонентів в пластових сумішах та необхідність використання інтегрального методу підрахунку, який в повній мірі враховує зміну фізичних параметрів флюїдів з глибиною у покладах з великим поверхом нафтогазоносності.

*Надежность методов анализа разработки нефтяных залежей играет главную роль в процессе проектирования. Методы оперативного анализа и математического моделирования энергозатратные и трудоёмкие. Проведено анализ существующих методов. Предложено математически обоснованный метод прогнозирования добычи нефти с учетом фактических изменений основных показателей разработки.*

**Ключевые слова:** нефть, дебит, прогнозирование, залеж.

*The reliability of examination methods of oil deposits development plays an important role in the procurement and construction process. Methods of real-time evaluation and mathematical simulation are energy cost and awkward. The analysis of existing methods has been carried out. The mathematically based method of oil production forecast considering the real change of major production ratio has been put forward.*

**Key words:** Oil, production, forecasting, extraction.

#### Література

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: – К.: "Реал-Принт", 2004. – 695 с.
2. Акульшин А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений – М.: Недра, 1988. – 240 с.
3. Довідник з нафтогазової справи: довідник; під заг. ред. докторів тех. наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К. – Львів, 1996. – 620 с.
4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. - М.: Грааль, 2002. – 575 с.

Надійшла 23.07.11

УДК 621.926.538.1

А. И. Вдовиченко, чл.-кор. АТН України

Союз буровиков Украины

### О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКУПЕРАЦИИ АЛМАЗОВ ИЗ ОТРАБОТАННОГО БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

*На основе анализа отечественного и зарубежного опыта рекуперации алмазов определена целесообразность широкого развития этого направления в Украине.*

**Ключевые слова:** алмаз, рекуперация, буровой инструмент.

Алмазы и другие материалы, входящие в состав матрицы бурового инструмента, являются дефицитными и поэтому проблема их рекуперации и рационального использования есть, и будет в дальнейшем оставаться, весьма актуальной.

В свое время этот вопрос был отработан в соответствии с Инструкцией о порядке сбора и сдачи отработанного инструмента, содержащего природные алмазы, извлеченных из него алмазов и алмазных отходов [1]. Нормативно отработанные алмазные коронки и расширители сдавались на Кабардино-Балкарский завод алмазных инструментов (КБЗАИ), где было организована их рекуперация и повторное использование.