

1 - відклади верхньодашавської підсвіти св. Рубанівська-17 (74-380 м);
2 - відклади нижньодашавської підсвіти св. Макунівська-10 (1480-1930 м)

Рисунок 3 — Модель електропровідності шаруватої піщано-глинистої товщі з використанням коефіцієнта шаруватості глин

2. Карпенко О.М. Прогнозне оцінювання газоносності тонкошаруватих розрізів родовищ Передкарпаття за даними електрокаротажу // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 1. – С. 8-11.

3. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1991. – 205 с.

4. Карпенко О.М. Влияние минерального состава глинистого цемента на похибку визначення пористості тонкошаруватих порід при геологічній інтерпретації даних ГДС // Розвідка

та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2002. – № 4(5). – С. 44-47.

5. Изотова Т.С., Бондаренко О.В. Компьютерная технология интерпретации данных ГДС для тонко- и микрошаруватих розрізів міоцену Передкарпатського прогину // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики. – К.: УкрДГРІ, 2001. – С. 113-117.

6. Карпенко А.Н. Петрофизическая модель электропроводности тонкослойной глинисто-песчаной толщи // Геофизический журнал. – 2002. – Т. 24. – № 1. – С. 103-109.

УДК 553.981:553.3.078:552.18

ОСОБЛИВОСТІ ТЕРМОБАРИЧНИХ УМОВ ТА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НАДР ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

В.Р.Хомин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: khomyn@rambler.ru

С использованием геолого-статистического моделирования определены термобарические условия недр Предкарпатья на больших глубинах (5000-8000 м). В результате сопоставления термобарических условий Предкарпатского прогиба и других нефтегазоносных регионов мира доказывается возможность существования залежей редких углеводородов в исследованном районе до глубин 7000-8000 м.

Сьогодні у зв'язку з врахуванням умов обмеженого фінансування окремо на перше місце в усіх нафтогазоносних регіонах України виходить проблема виявлення першочергових нафтогазоперспективних об'єктів на невеликих глибинах. Однак пошуки нафти і газу на малих глибинах не вирішують проблеми значного наро-

By the geology-statistical modeling is carried out, therefore is established thermobarical precondition in the depth (5000-8000 m). In result of comparison thermobarical conditions of the Precarpathion deflection and other oil and gas bearing regions of world existence of pool rare hydrocarbons in the researches region to the depth 7000-8000 m, have been estimated.

шування їх запасів. Тому для подальшого перспективного розвитку нафтогазового комплексу необхідно зосередитись на пошуках значних покладів нафти і газу, які прогнозуються на глибинах 5000-7000 м. Так, у західному регіоні України нерозвідані ресурси вуглеводнів на глибинах 5000-7000 м становлять близько 53%

або понад 40 млрд. т нафти [1].

Цій проблемі присвячена значна кількість праць, першими з яких були дослідження, проведені Р.М.Нюослещким (1969), В.І.Ляльком та ін. (1969), М.І.Іванютою та ін. (1970), М.Р.Ковальчуком і Д.І.Філясом (1973), Р.М.Новосілецьким і Я.Ю.Лолутранко (1973) та ін. У подальшому дослідженням термобаричних умов Передкарпатського прогину займалися В.Г.Осадчий, А.І.Лур'є, Ф.Ф.Єрофєєв (1976), В.І.Шпарик (1988), Б.Й.Наєвський та І.Р.Окрепкий (1997), В.Г.Осадчий, І.І.Грицик, О.А.Приходько (1999), Ю.Г.Філяс, Н.М.Багнюк, В.С.Іванишин, Л.І.Федишин (1999) та ін.

З року в рік у багатьох регіонах світу, де зростають об'єми надглибокого буріння, отримують прямі докази, які підтверджують перспективи нафтогазоносності в широкому діапазоні глибин. В результаті буріння надглибоких свердловин істотно змінились уявлення про геологічну будову більшої частини регіонів, уточнені геологічні залягання кристалічного фундаменту, встановлена наявність колекторів з достатньо високими емісно-фільтраційними властивостями на великих глибинах. Встановлена термодинамічна і гідрогеологічна обстановки, що впливають на фазовий стан вуглеводнів і підтверджена наявність надглибоких покладів.

Важливою пошуковою проблемою, яка потребує багатфакторного вивчення, є прогнозування не тільки наявності самих покладів, але й визначення фазового стану та властивостей глибокозалягаючих флюїдів. Крім цього, необхідно також, причому з якомога більшою точністю, спрогнозувати умови геологічного середовища на глибинах, поки що недоступних бурінню.

Частинною вирішення проблеми прогнозування геологічного середовища, особливо на значних глибинах, є створення геологічних моделей будови як окремих локальних ділянок (побудова окремих профілів), так і великих територій (системи декількох профілів). Оскільки на Передкарпатті пробурена незначна кількість надглибоких свердловин, то всі геологічні побудови глибинних частин надр базуються переважно на фактичних даних матеріалів сейсморозвідувальних та гравірозвідувальних робіт. Опрацювання таких матеріалів, їх поєднання з матеріалами пробурених глибоких свердловин, а також нові погляди [2] на глибинну геологічну будову Передкарпаття, дало підстави для створення нової моделі глибинної геологічної будови цієї території. Як видно на одному з геологічних профілів (рис. 1), який побудовано у перетині Вигода – Витвиця – Долина – Дідушичі, виділяється найбільш занурений у цій частині Передкарпатського прогину IV ярус (з врахуванням підвороту) структур. Яким саме буде вигляд цієї структури, точно спрогнозувати важко, оскільки на сьогодні немає геофізичних (головним чином сейсмічних) матеріалів, які висвітлювали б саме цю частину розрізу та ділянку території. Існування цієї структури чітко виділяється при виконанні та аналізі результатів геогустинного моделювання, оскільки вона

яскраво виділяється негативною гравітаційною аномалією на геогустинному профілі. Оскільки така структура виділяється в інтервалі глибин 5000-9000 м, то постає необхідність підтвердження можливості існування на зазначених глибинах вуглеводнів та прогнозування очікуваних термобаричних умов.

Узагальнення сучасних даних щодо фазового стану вуглеводнів свідчить про можливість зберігання нафтових і нафтогазоконденсатних скупчень при температурах, які досягають 220-230°C і більше. У світі існує чимало родовищ нафти і нафтоконденсату, які відкриті в нафтогазоносному басейні Мексиканської затоки, а також родовища Лейк-Берр і Лейк-Вашингтон (США), у живецьких вапняках доальпійського фундаменту румунського Передкарпаття на території старого промислу Гергяса, у Паданській западині (свердловина 1-Віла Фортуна), на родовищі Північний Марун (передкладчасте крило Передзагроського прогину) і т.д., де пластові температури при глибині залягання продуктивних комплексів понад 4,6-6,5 км становлять від 185 до 232°C [3-6]. На північноморських родовищах (Елгін/Франклін, Джейд) отримали газ, конденсат і нафту з глибини 5490-5764 м, де пластовий тиск становить 112 МПа та пластова температура вище 200°C, а 28 млрд. м³ газу і 32 млн. т нафти родовища Шируотер і 12 млн. т нафти родовища Ерскін виявлені на глибині 4480 м, де пластовий тиск і пластова температура становлять відповідно 98,3 МПа і 340°C [4].

Крім цього, дослідження газорідних включень в епігенетичних мінеральних утвореннях також дає можливість якоюсь мірою моделювати процес фазових перетворень вуглеводнів із зростанням термобаричних умов і вважати, що рідкі вуглеводні в окремих випадках можуть існувати до температури 360°C [7], а в переважній більшості – до 220°C.

Пошуки глибокозанурених вуглеводневих покладів в Українському Передкарпатті почалися з буріння свердловин 1-Луґи і 1-Шевченково. Під час буріння останньої на глибині близько 7000 м спостерігалися інтенсивні нафтогазопрояви з тріщинуватих пісковиків нижньою крейди. За фізико-хімічними властивостями нафти дещо важкі (874,2-875,8 кг/м³) із значним вмістом парафіну (11,42%) та смол (10%). Припливи нафти на глибинах понад 5 км одержали зі свердловин 2-Новосхідниця (5476-5984 м), 1-Північна Завода (5704-5797 м), 17-Семигинів (5200-5245 м) тощо. Однак практично всі відкриті промислові поклади нафти в Передкарпатті розміщені на глибинах, менших 5 км, де пластові температури і тиски нижчі відповідно 120°C і 80 МПа.

Термічними дослідженнями виявлено, що пластові температури у глибоких свердловинах Шевченково-1 на глибині 7200 м, Луґи-1 на глибині 6250 м і Новосхідниця-4 на глибині 6050 м відповідно становлять 172, 145 і 149,5°C. Також слід зауважити, що початкові пластові температури на Підберезькому і Соколовець-

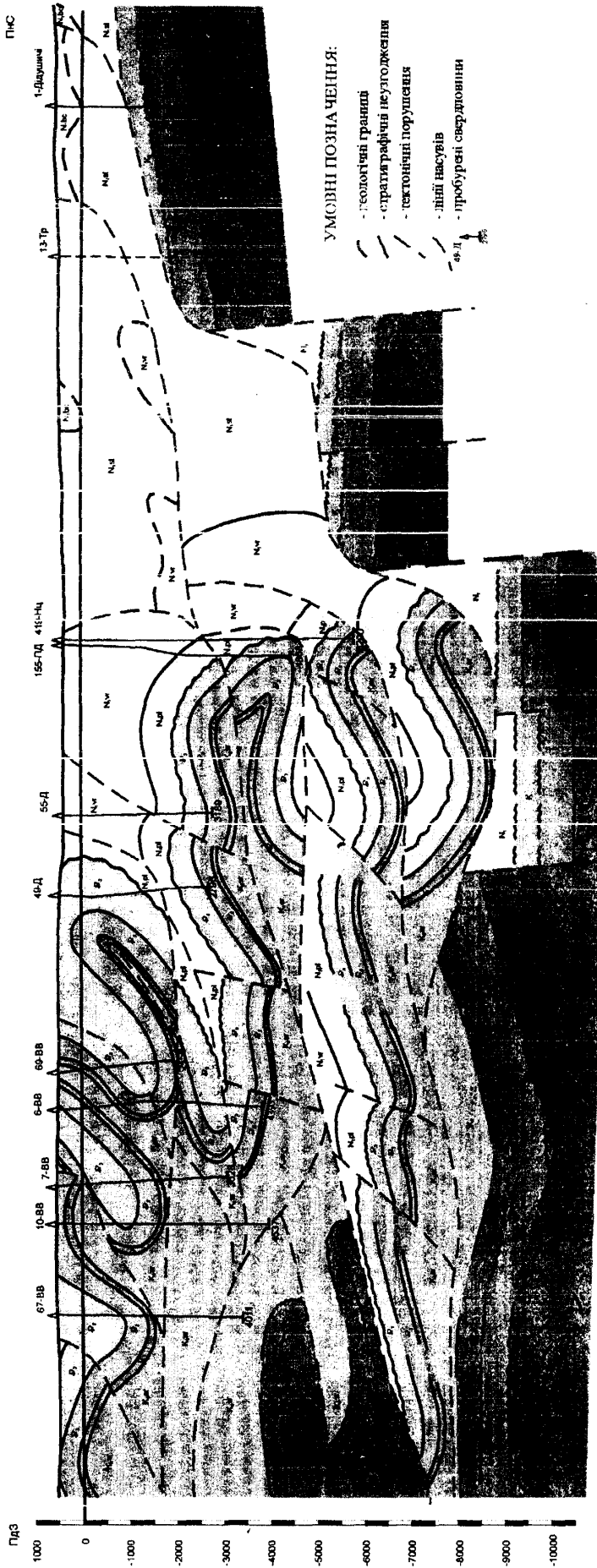
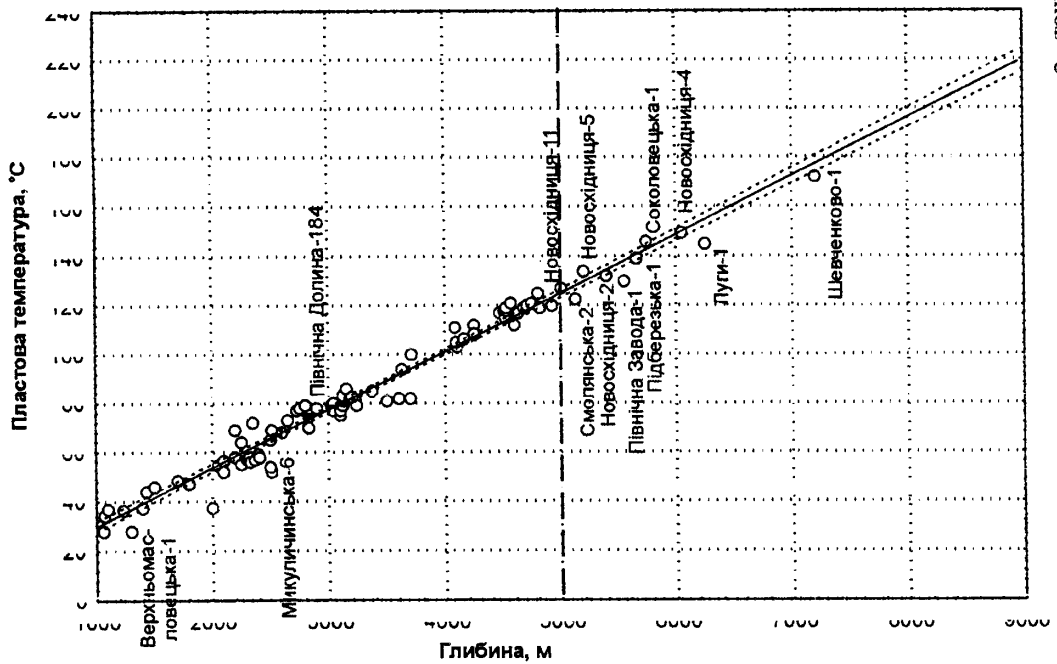
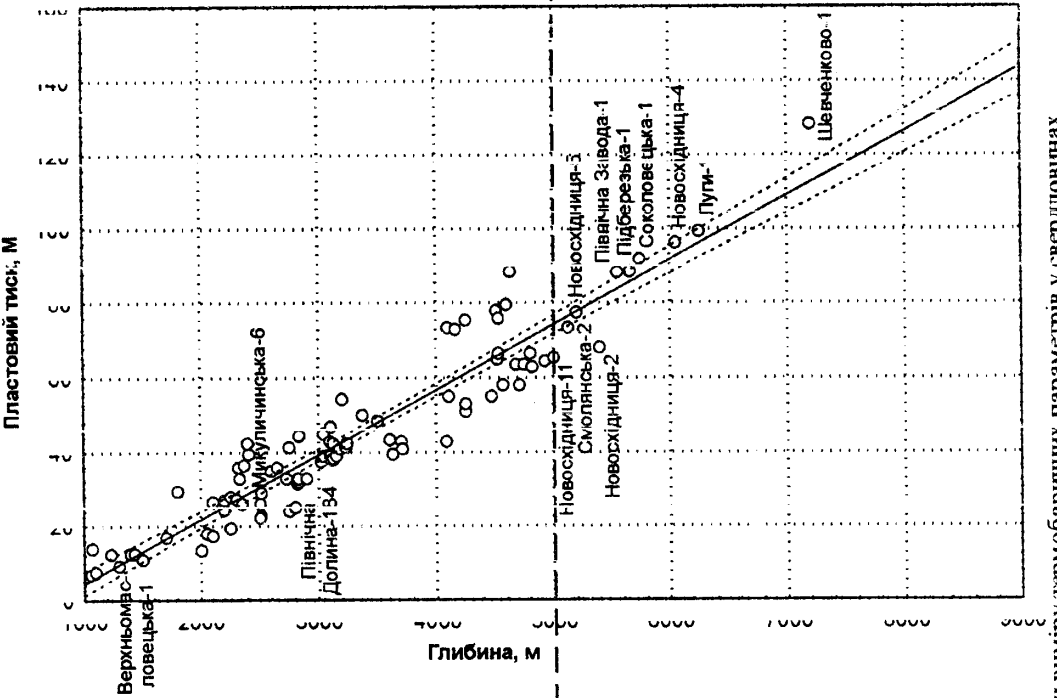


Рисунок 1 — Геологічний розріз по лінії Вигода – Вигвиця – Долина – Ділушак (Складли: Л.С.Мончак, В.Р.Хомин)

Температура = $5,9397 + 0,02378 \cdot \text{Глибина}$
 Correlation: $r = 0,98670$



Тиск = $-13,09 + 0,01744 \cdot \text{Глибина}$
 Correlation: $r = 0,95055$



Переважаючі типи
покладів

<p>Нафтові (вміст газу $50-365 \text{ м}^3/\text{м}^3$),</p> <p>Нафтові перехідного типу (вміст газу до $650 \text{ м}^3/\text{м}^3$),</p> <p>Газоконденсатнонафтові, Газові</p>	<p>Нафтові перехідного типу (вміст газу до $1000-1300 \text{ м}^3/\text{м}^3$),</p> <p>Газоконденсатнонафтові, Нафтоконденсатні, Нафтогазоконденсатні, Газоконденсатні, Газові</p>
--	---

○ - точки виміру термобаричних параметрів у свердловинах

Рисунок 2 — Кореляційна залежність пластових температур і тисків та фазовий стан вуглеводнів у надрах Прикарпаття (Склав В.Р.Хомин з використанням матеріалів Б.И.Масвського, І.Р.Скрешко (1997) та особистих досліджень)

кому нафтових родовищах на глибинах 5660 м та 5740 м становили 139-146°C. Причому початкові пластові тиски на цих родовищах становили відповідно 88,5 та 91,8 МПа.

Ще одним доказом існування покладів нафти на глибинах 4-6 км у Передкарпатті є одержання у 2002 р. на Смолянській площі із підвороту першого ярусу нафти з свердловини 2-Смолянська із менілітових відкладів, де звертає на себе увагу велика піщанистість розрізу менілітових відкладів при значній їх товщині. У цій свердловині на глибині 5126 м початковий пластовий тиск становив 122,5 МПа, а пластова температура -73,7°C.

Для вирішення питань прогнозування фазового стану флюїдів та термобаричних умов глибозалегаючих горизонтів Передкарпаття нами використано наявні на сьогодні фактичні матеріали заміру початкових термобаричних умов 80 нафтових і 11 газоконденсатних покладів 51 родовища Передкарпаття, а також методи геолого-статистичного моделювання. Такі методи описані у фаховій літературі і дають змогу обробляти великі масиви числових параметрів. З метою виявлення закономірностей у взаємозв'язках між числовими параметрами термобаричних умов геологічного середовища проведено комп'ютерне геолого-статистичне моделювання досліджуваних об'єктів з використанням кореляційного і регресійного аналізу, на яких базується робота спеціалізованого програмного забезпечення "STATISTICA".

В результаті проведених досліджень отримано геолого-статистичні залежності зміни середніх пластових тисків і температур з глибиною (рис. 2) Передкарпатського прогину.

Аналізуючи отримані результати, можна зробити такі висновки:

1. Зв'язок між пластовим тиском і глибиною залягання описується лінійною залежністю

$$P = -13,09 + 0,01744 \cdot H,$$

де: P – пластовий тиск, МПа;

H – глибина заміру пластового тиску, м.

Причому слід відзначити, що коефіцієнт кореляції становить 0,95055 (рис. 2). Як видно з отриманих результатів, коефіцієнт кореляції близький до одиниці, що вказує на виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами. Тому це дає нам підставу з впевненістю до 95% спрогнозувати, що:

а) на глибині 7000 м значення пластового тиску будуть у межах 104-114 МПа;

б) на глибині 8000 м значення пластового тиску будуть у межах 121-132 МПа;

в) на глибині 9000 м значення пластового тиску будуть у межах 137-150 МПа.

2. Зв'язок між пластовою температурою і глибиною залягання описується лінійною залежністю

$$T = 5,9397 + 0,02378 \cdot H,$$

де: T – пластова температура, °C;

H – глибина заміру пластової температури, м.

Причому слід відзначити, що коефіцієнт кореляції становить 0,98670 (рис. 2). Як видно з отриманих результатів, коефіцієнт кореляції майже рівний одиниці, що вказує на яскраво виражений тісний зв'язок між досліджуваними величинами. Тому це також дає нам підставу з впевненістю до 95% очікувати, що:

а) на глибині 7000 м значення пластової температури будуть у межах 169-175°C;

б) на глибині 8000 м значення пластової температури будуть у межах 192-199°C;

в) на глибині 9000 м значення пластової температури будуть у межах 215-224°C.

3. Враховуючи вищевказане, можна зробити висновок про можливість існування нафтових і нафтогазоконденсатних скупчень у Передкарпатському прогині загалом до глибин 9000 м і, зокрема, до доступних на сьогодні бурінню глибин до 7000-8000 м. Підтвердженням цьому можуть бути дослідження [8], якими встановлено, що критична межа газу відносно нафти залежно від конкретних умов того чи іншого нафтогазоносного району лежить в інтервалі 1000-1500 м³/т. При дуже високих тисках і температурах (понад 100 МПа і 200°C) вся нафта розчиняється у газі, а нижче цієї критичної межі весь газ розчиняється в нафті.

Такі висновки підтверджуються також відсутністю змін у геохімічному складі нафт Передкарпатського прогину до глибин 7000 м [9].

Література

1. Гошовский С.В. Современный стан углеводородных ресурсов Украины і основні напрямки геологорозвідувальних робіт на найближчу перспективу // Геол. і геох. горюч. копалин. – 1999. – №1 (106). – С. 30-34.

2. Мончак Л.С., Мавський Б.Й., Хомин В.Р. Нові дані щодо глибинної геологічної будови та перспектив нафтогазоносності центральної частини Передкарпатського прогину // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2002. – № 3. – С. 39-41.

3. Афанасьев Ю.Т., Томкина А.В. Особенности нефтегазоносности глубокозалегающих отложений // Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях. – М.: Наука, 1981. – С. 3-7.

4. Краюшкин В.А. К оценке перспектив нефтегазоносности осадочных толщ на больших глубинах // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. – М.: Наука, 1988. – С. 216-220.

5. Лоджевская М.И. Нефтегазоносность глубокозалегающих горизонтов // Геология нефти и газа. – 1990. – №7. – С. 8-11.

6. Перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов по данным сверхглубокого бурения последних лет / А.Н.Золотов, М.И.Лоджевская, С.М. Симаков, Е.А. Рогозина // XXVII МК. Месторождения нефти и газа. Секция С.13. – Доклады. – Т. 1. – М., 1984. – С. 36-43.

7. Маевский Б.И., Плужникова В.Л., Тараканова Е.С. Нефтегазообразование и прогноз фазового состояния углеводородов на больших глубинах по данным минералотермобарических и геохимических исследований // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. – М.: Наука, 1988. – С. 200-206.

8. Чемоданов В.С. Проблемные вопросы миграции нефти в газовом растворе в примене-

нии к конкретным условиям нефтегазоносных районов // Генезис нефти и газа. – М.: Недра, 1967. – С. 31-35.

9. Масвський Б.Й. Геолого-геохімічні фактори формування родовищ нафти в регіонах поширення кремнистих бітумінозних товщ // Автореф. дис ... доктора геол.-мінерал. наук. – Львів: ІТГК НАН України, 1994. – 45 с.

УДК 622.276.054

СКІНЧЕННО-ЕЛЕМЕНТНИЙ АНАЛІЗ МУФТОВОГО РІЗЬБОВОГО З'ЄДНАННЯ НАСОСНИХ ШТАНГ

В.Б.Конеї

*ІФІТУІП, 76019, м. Івано-Франківськ, бул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40534,
e-mail: public@ifdtung.if.ua*

Произведен анализ напряженного состояния резьбового муфтового соединения насосных штанг с помощью метода конечных элементов. В стандартном соединении штанг диаметром 22 мм идентифицированы регионы с высоким потенциалом к усталостному разрушению. Улучшен метод относительного сравнения эффективности модификаций соединения относительно их стойкости к усталостному разрушению. Сравнены соединения с разными длинами зарезьбовой канавки относительно их стойкости к усталостному разрушению.

The analysis of the stress distribution in the sucker rod coupling with the help of a finite element method is made. The regions with high potential for fatigue failure for standard coupling of rods of 22 mm in diameter are identified. The method of relative comparison of different improvements of couplings concerning their resistance for fatigue failure is elaborated. The couplings with different lengths of a stress relief groove concerning their resistance for fatigue failure are compared.

Експлуатація нафтових свердловин свердловинними штанговими насосними установками (СШНУ) ускладнена низькою надійністю колони насосних штанг, яка призначена для передачі руху від балансира СШНУ до плунжера свердловинного насоса. Колонна насосних штанг сприймає значні циклічні навантаження, які при дії корозійного середовища нерідко призводять до її корозійно-втомного руйнування. Як свідчать статистичні дані [1, 2], відмови муфтового різьбового з'єднання насосних штанг найбільш розповсюджені і становлять понад 30% (не враховуючи відгвинчування з'єднання і обриви муфт по тілу) від загальної кількості відмов штангової колони. Це пов'язано насам-

перед з тим, що в стандартному муфтовому різьбовому з'єднанні насосних штанг навантаження між витками різьби розподіляється нерівномірно. Встановлено [3], що в з'єднаннях такого типу навантаження зростає від останніх до перших витків за законом гіперболічного косинуса. Статистичні дані [2] підтверджують той факт, що більшість корозійно-втомних поломок різьбового з'єднання штанг відбувається по перших витках різьби штанги (рис. 1).

Для виявлення характеру розподілу напружень в муфтовому різьбовому з'єднанні насосних штанг автором була розроблена комп'ютерна скінченно-елементна осесиметрична модель стандартного муфтового з'єднання штанг

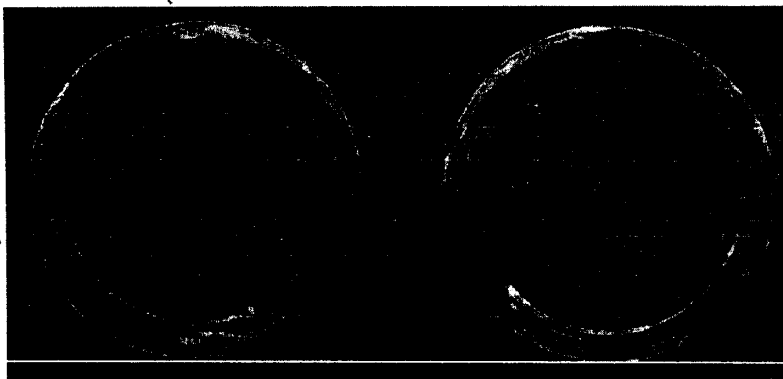


Рисунок 1 — Типові корозійно-втомні руйнування різьбового з'єднання насосних штанг