

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

На правах рукопису

СТЕБЕЛЬСЬКА ГАЛИНА ЯРОСЛАВІВНА

УДК 553.982/985:622.276

**ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВІ ПЕРЕДУМОВИ РОЗВІДКИ ТА РОЗРОБКИ
ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКОЇ НАФТИ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ
РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ**

04.00.17 – Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Науковий керівник:
Євдощук Микола Іванович,
доктор геологічних наук,
професор

Харків - 2015

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1 СТАН ВИВЧЕНОСТІ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ.....	11
1.1 Понятійний зміст термінів "високов'язка нафта" і "природний бітум".....	11
1.2 Хімічний склад та фізико-хімічні властивості високов'язких нафт і природних бітумів.....	14
1.3 Класифікація високов'язких нафт і природних бітумів.....	37
1.3.1 Хімічна класифікація нафт.....	39
1.3.2 Технологічна класифікація нафт.....	42
1.3.3 Генетична класифікація нафт.....	44
1.3.4 Класифікація природних бітумів.....	45
1.4 Промислова класифікація нафт – основа раціональної розробки покладів.....	47
РОЗДІЛ 2 ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ЗАЛЯГАННЯ, ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПОКЛАДІВ, ЗАКОНОМІРНОСТІ РОЗМІЩЕННЯ І ПРОГНОЗ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ У ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ.....	65
2.1 Основні риси геологічної будови та нафтогазоносності	65
2.2 Геологічні умови залягання покладів високов'язких нафт і природних бітумів.....	74
2.3 Обґрунтування критеріїв прогнозування нафтобітумонакопичення.....	111
2.4 Визначення перспективних зон нафтобітумонакопичення в ДДЗ.....	113
РОЗДІЛ 3 ВПЛИВ ГЕОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ВИЯВЛЕННЯ, РОЗВІДКУ ТА РОЗРОБКУ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ.....	124

РОЗДІЛ 4	МЕТОДИЧНИЙ ПІДХІД ДО ОБҐРУНТУВАННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ ТА ОЦІНКИ ЗАПАСІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ.....	163
РОЗДІЛ 5	ГЕОДОГО-ПРОМИСЛОВІ ПЕРЕДУМОВИ ТА ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ.....	175
5.1	Сучасні методи розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів.....	175
5.2	Геологічні чинники, що визначають ефективність впровадження методів розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів.....	181
5.3	Заходи, спрямовані на підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення покладів ВВН і ПБ.....	182
	ВИСНОВКИ.....	192
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	194

ВСТУП

На сьогоднішній день Україна є енергозалежною державою, що в значній мірі обумовлено як великою енергоемністю промисловості, так і неухильним скороченням підготовлених структур. Зважаючи на складну економічну та політичну ситуацію сподіватися на кардинальні зміни в найближчому майбутньому не доводиться. Тому забезпеченість природною вуглеводневою сировиною паливно-енергетичного комплексу – це стратегічно важливе завдання для нашої держави.

В Україні є всі геологічні передумови для формування покладів високов'язких нафт (ВВН) і природних бітумів (ПБ), а враховуючи наявність на території нашої держави майже усіх типів відомих геологічних структур, широкий стратиграфічний діапазон встановленої нафтогазоносності, різноманітність гідродинамічних та гідрохімічних умов нафтогазоносності можна прогнозувати і відкриття покладів ВВН і ПБ різних генетичних та морфологічних типів.

Представлена робота виконана на стику геологічних та технічних наук і присвячена проблемі прогнозування зон локалізації покладів високов'язких нафт і природних бітумів та пошуку нових методичних рішень для їх розвідки і розробки.

Актуальність теми. Забезпеченість природною вуглеводневою сировиною паливно-енергетичного комплексу нашої держави на фоні неухильного скорочення підготовлених пошукових об'єктів є стратегічно важливим завданням. Одним із реальних шляхів вирішення цього завдання є нарощування ресурсної бази за рахунок нетрадиційних джерел вуглеводнів, особливе місце серед яких займають високов'язкі нафти та природні бітуми. Світовий досвід показує, що розвідані запаси високов'язких нафт і природних бітумів в рази перевищують розвідані запаси традиційної нафти, тому їх частка в структурі запасів і ресурсів вуглеводнів буде постійно зростати.

Важливий аспект освоєння високов'язких нафт і природних бітумів, крім їх генетичної спорідненості з традиційною нафтою, пов'язаний також з високими концентраціями в них цілого ряду рідкісних і розсіяних елементів (урану, нікелю, ванадію, платиноїдів, скандію, ренію та ін.), що дозволяє розглядати високов'язкі нафти і природні бітуми як комплексну сировину для цілої низки галузей народного господарства.

В нафтогазоносних районах України є всі геологічні передумови для формування великих промислових скупчень високов'язких нафт і природних бітумів. Однак ступінь їх розвіданості, за винятком окремих покладів на Яблунівському, Бугруватівському, Бахмацькому, Скоробагатківському, Орховицькому, Коханівському родовищах, надзвичайно низький. Це в значній мірі пов'язано з тим, що цілеспрямовані пошуково-розвідувальні роботи з метою виявлення покладів високов'язких нафт і природних бітумів в Україні не проводилися і не проводяться. Всі відомі поклади були відкриті попутно під час пошуків нафти і газу, а їх запаси тривалий час вважалися такими, що мають непромислове значення і в підрахунках запасів не розглядалися. А тому розроблення науково-обґрунтованого підходу до пошуків, розвідки та розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів, який буде враховувати їх специфіку, є актуальним і своєчасним. Це дозволить вже в найближчі роки забезпечити ефективний приріст запасів вуглеводнів та суттєво підвищити існуючі рівні видобутку.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

В основу роботи покладені результати власних досліджень автора, отримані протягом 2003-2015 рр. при виконанні науково-дослідних робіт в Українському науково-дослідному інституті природних газів.

Дисертаційна робота відповідає "Енергетичній стратегії України на період до 2030 р.", що передбачає пошуки, розвідку і прискорену розробку запасів нових родовищ для підвищення видобутку вуглеводнів.

Тема досліджень безпосередньо пов'язана з 25 науково-дослідними роботами, в яких здобувач є науковим керівником, з таких напрямків:

обґрунтування доцільності розвідки та розробки покладів природних бітумів Орховицького родовища; вивчення структури нафтонасичення і можливостей збільшення коефіцієнтів вуглеводневилучення з покладів високов'язких нафт; вивчення впливу різних агентів на витіснення високов'язких нафт; доцільності проведення гідророзриву пласта та буріння горизонтальних бокових стовбурів свердловин на поклади високов'язких нафт Яблунівського родовища; проектування дослідно-промислової розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів Яблунівського, Орховицького та інших родовищ.

Вибрані напрямки досліджень пов'язані з планами ПАТ "Укргазвидобування" із стабілізації та нарощування видобутку вуглеводнів в Україні на перспективу і сприяють реалізації Національної програми "Енергетична стратегія України на період до 2030 року".

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є науково-методичне обґрунтування закономірностей розповсюдження покладів високов'язких нафт і природних бітумів у різних геологічних умовах, розроблення критеріїв їх пошуків і розвідки та заходів, спрямованих на підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися такі завдання:

- вивчення особливостей хімічного складу та фізико-хімічних властивостей високов'язких нафт і природних бітумів, розроблення узагальненої промислової класифікації нафт;
- вивчення особливостей геологічної будови Дніпровсько-Донецької западини з позиції стратиграфічних, структурно-тектонічних, літолого-фаціальних, гідрогеологічних, термобаричних закономірностей поширення скупчень вуглеводнів; визначення парагенетичних зв'язків покладів високов'язких нафт і природних бітумів з традиційними нафтовими, газовими та нафтогазовими покладами;

- встановлення закономірностей локалізації покладів високов'язких нафт і природних бітумів, обґрунтування критеріїв прогнозування зон нафтобітумонагромадження;
- вивчення особливостей структури порового простору та флюїдонасичення нафтобітумовміщуючих порід;
- теоретичне та практичне обґрунтування критеріїв визначення підрахункових параметрів для оцінки запасів високов'язких нафт і природних бітумів ;
- проведення аналізу сучасних методів розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів; визначення геологічних факторів, які впливають на вибір методів розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів; визначення чинників, що впливають на ефективність застосування того чи іншого методу в різних геологічних умовах.

Об'єкт дослідження. Поклади високов'язких нафт і природних бітумів та генетично пов'язані з ними нафтові та газові поклади.

Предмет дослідження. Геолого-промислові передумови розвідки та розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів родовищ Дніпровсько-Донецької западини, що залягають у різних геологічних умовах та різновікових комплексах.

Методи дослідження. Теоретичною основою дослідження є наукові праці вітчизняних та зарубіжних вчених у сфері нафтогазової геології. При вирішенні теоретичних та практичних завдань використовувались основні положення теорії прогнозування нафтогазоносності надр та проведення геологорозвідувальних робіт на нафту, газ та тверді горючі корисні копалини, методи літолого-фаціального, структурно-тектонічного, порівняльного аналізу, математичної статистики, а також результати лабораторних та промислових досліджень.

Інформаційною базою є результати особистих досліджень по 220 родовищах нафти і газу та 50 площах Дніпровсько-Донецької западини, матеріали по яких автором зібрано у відповідних державних організаціях і

підприємствах геологічної та нафтогазової галузей України. Також були використані опубліковані наукові праці по району і об'єкту досліджень, інформація із Державного балансу корисних копалин України та всесвітньої комп'ютерної мережі Інтернет.

Наукова новизна одержаних результатів:

- вперше для Дніпровсько-Донецької западини визначено геологічні передумови виявлення та розвідки покладів високов'язких нафт і природних бітумів;
- вперше для Дніпровсько-Донецької западини визначено термобаричні та фізико-хімічні умови локалізації покладів високов'язких нафт і природних бітумів з метою розвідки та промислового освоєння їх запасів;
- вперше запропоновано критерії визначення підрахункових параметрів для оцінки запасів природних бітумів, що базуються на особливостях їх фізико-хімічних властивостей, будови порового простору колекторів та структури нафтобітумонасиченості;
- вперше розроблено методичний підхід до побудови карт диференціації запасів високов'язкої нафти і природних бітумів за ступенем їх рухомості з метою оптимального вилучення вуглеводнів;
- удосконалено геолого-промислові критерії та заходи, спрямовані на підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з покладів високов'язких нафт і природних бітумів;
- набули подальшого розвитку основні положення класифікації високов'язких нафт і природних бітумів.

Практичне значення отриманих результатів полягає в розробленні комплексу теоретичних положень з прогнозування зон локалізації покладів високов'язких нафт і природних бітумів та створенні на цій основі авторської схеми їх розташування з визначенням першочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт. У межах території досліджень виділено 10 перспективних зон з прогнозними ресурсами високов'язких нафт і природних бітумів близько 300 млн т.

Отримані здобувачем узагальнюючі залежності між основними фізико-хімічними характеристиками високов'язких нафт і природних бітумів, а також запропоновані методичні підходи до визначення підрахункових параметрів та оцінки запасів дозволяють більш аргументовано проводити техніко-економічне обґрунтування кондицій вуглеводневилучення покладів високов'язких нафт і природних бітумів та підвищити економічну ефективність їх розробки.

Отримані при виконанні роботи результати були використані при проектуванні розробки покладів високов'язких нафт Яблунівського, Скворцівського, Солохівського, Мигринського, Північно-Мигринського та ін. родовищ, а також при проектуванні розробки покладів природних бітумів Орховицького родовища. Це дозволило не тільки оптимізувати систему розробки вже розвіданих покладів, а й відкрити нові у відкладах, які вважалися непродуктивними.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові результати і висновки, отримані і обґрунтовані здобувачем особисто на матеріалах власних досліджень, опубліковані в 12 наукових працях. У статтях, опублікованих у співавторстві, особистий внесок зазначений у списку опублікованих за темою дисертації праць.

Здобувачем проаналізовано і узагальнено геологічні матеріали практично по всіх покладах високов'язких нафт і природних бітумів, поширених в Дніпровсько-Донецькій западині, систематизовано та виконано обробку матеріалів геолого-промислових робіт, виконано статистичні дослідження. Встановлені закономірності, тенденції, кількісні критерії; адаптація, удосконалення відомих методик, розробка нових методик, що представлені в дисертації, є результатом роботи особисто автора.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень, які викладені у дисертаційній роботі, доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, а саме: "Нафта і газ України-2004" (Судак, 2004); Новітні проблеми геології (Харків, 2015 р.); "Геологія горючих копалин:

досягнення та перспективи" (Київ, 2015 р.); засіданнях Державної комісії України по запасах корисних копалин, засіданнях Вченої Ради УкрНДІгазу.

Публікації. Основні результати дисертаційних досліджень опубліковані в 12 наукових працях, серед яких 7 у фахових виданнях, з них 4 за одноосібним авторством; 2 у зарубіжному виданні; 3 в матеріалах конференцій.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається зі вступу, основної частини із 5 розділів, загальних висновків, списку використаної літератури. Робота містить 152 сторінки основного тексту, 47 рисунків та 20 таблиць. Список використаних джерел літератури нараховує 175 найменувань.

Дисертація виконана під науковим керівництвом доктора геологічних наук, професора М. І. Євдошука, якому здобувач щиро вдячна за надані поради та всебічну підтримку. Автор висловлює подяку доктору геолого-мінералогічних наук, професору А.Й. Лур'є, доктору геолого-мінералогічних наук І. В. Височанському, доктору геологічних наук М. Ю. Нестеренку, кандидату геологічних наук В. М. Абеленцеву за цінні поради, конструктивні зауваження та консультації при обговоренні принципових питань.

РОЗДІЛ 1

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

1.1 Понятійний зміст термінів "високов'язка нафта" і "природний бітум"

Історія відкриття і вивчення високов'язких нафт (ВВН) і природних бітумів (ПБ) характеризується неоднозначністю уявлень про них, які змінювалися в залежності від рівня розвитку різних галузей науки, технічних засобів і об'єму накопиченої інформації, тому їх чіткого термінологічного визначення немає. Не останню роль в цьому відіграло домінування в різний період часу різноманітних шкіл і напрямків.

Термін "високов'язкі нафти" (ВВН) не має чіткого кількісного визначення. Це стосується як нижньої, так і верхньої меж величин в'язкості (μ_n) в пластових умовах, які згідно з існуючими класифікаціями на порядки відрізняються між собою (від 30 мПа·с до 2000 мПа·с) [1, 2, 3, 4]. Пояснюється це різним підходом до визначення граничних значень в'язкості нафти, яке здійснювалося або за результатами лабораторних досліджень, або на основі вивчення їх структурних властивостей, або статистичним методом, або з урахуванням промислових даних.

Останні, мабуть, є найбільш інформативними при вирішенні даного питання. Досвід розробки нафтових покладів показав, що суттєве зниження ефективності заводнення відмічається при витісненні нафти в'язкістю більше 30-40 мПа·с в пластових умовах. В системі Мінпаливенерго РФ перша з вказаних величин використовується як при диференційованому аналізі структури запасів нафти, так і при оцінці перспектив її видобутку за рахунок впровадження сучасних методів підвищення нафтовіддачі [4].

В основу визначення верхньої межі в'язкості високов'язких нафт може бути покладена принципова можливість їх вилучення з надр свердловинами.

В іноземній літературі, особливо американській, часто вживається термін "важкі нафти", який з деякими умовностями може ототожнюватися з поняттям "високов'язкі нафти". Згідно різних джерел [5, 6, 7, 8] до них відносять пластові нафти густиною більше $920\text{--}935\text{ кг/м}^3$ ($10\text{--}20^\circ\text{API}$). За верхню межу в'язкості ВВН частіше всього приймають величину $10000\text{ мПа}\cdot\text{с}$ [5, 7, 8]. За верхню межу густини – $965\text{--}1000\text{ кг/м}^3$ [7, 8].

Але при існуванні загальної залежності між густиною і в'язкістю нафт в світі виявлено досить велику кількість покладів, що містять важкі, але не високов'язкі нафти або високов'язкі, але не важкі нафти [9]. Таким чином, у понятті "важкі високов'язкі нафти" часто змішані як два терміни "високов'язка нафта" і "природний бітум", так і дві різні характеристики, що використовуються в промисловій практиці з різною метою. Густина нафт становить цікавість для фахівців, що займаються питаннями її переробки, а в'язкість привертає увагу фахівців в галузі розробки нафтових родовищ.

Ще більшу багатозначність і невизначеність несе в собі термін "бітум" [10, 11, 12, 13], який має давнє походження. Словом "бітум", (від латинського *bitumen* – гірська смола) в латинській і грецькій літературі називають нафту, тверді бітуми, мальти та ін. В давнину під терміном "бітум" розуміли головним чином в'язкі і тверді похідні нафти, такі як мальти чи асфальти, до яких пізніше, з усвідомленням класифікаційно-генетичного аспекту поняття, були приєднані нафти і нафтові гази. В XX столітті наповнення поняття "бітум" стало розширятися за межі вказаних рамок, втрачаючи чіткі контури. Немало сприяло цьому впровадження поняття "бітум" в вуглехімію.

На сьогодні термін "бітум" використовується щонайменше в трьох різних значеннях: генетичному, аналітичному і технічному [10, 11]. Генетичне поняття охоплює каустобіоліти нафтового ряду (нафтиди) і їх аналоги – нафтоїди. Сюди відносяться всі вуглеводневі сполуки (гази, нафти, смоли, гірський дьоготь або мальта, гірський віск, озокерит, гірська смола, асфальт, суміш бітумів з іншими речовинами та ін.).

Нафтоїди – група природних бітумів, що утворюються при локальному впливі високої температури і тиску на збагачені органічною речовиною породи [14, с.193].

Нафтиди – група природних бітумів, що включає нафту, газ природний, газоконденсати, а також природні похідні нафти: мальти, асфальти, асфальтити, керити, гумінокерити, озокерити, оксикерити, антраксоліти [14, с.193]. Межі між класами цих нафтидів визначаються фізико-хімічними показниками.

Аналітичне поняття включає всі речовини, що вилучаються з гірських порід органічними розчинниками. М. Б. Вассоевич запропонував для них термін "бітумоїд" (бітумоподібний). Обов'язковою ознакою бітумоїдів є розчинність, а генетичне відношення до вміщуючої породи може бути різним – сингенетичним або епігенетичним [14, 15].

Розрізняють три аналітичних типи бітумоїдів:

- 1) бітумоїд А – вилучається з гірської породи органічними розчинниками без попередньої її обробки соляною кислотою;
- 2) бітумоїд В – вилучається переважно з вугілля в умовах високого тиску після попереднього вилучення бітумоїда А;
- 3) бітумоїд С – присутній в гірській породі в зв'язаному з нею стані, вилучається після попереднього видалення бітумоїда А і наступної обробки породи соляною кислотою.

Технічне поняття "бітум" – це природні чи штучні речовини, які застосовуються в народному господарстві для покриття доріг, гідроізоляції, виготовлення лаків та ін. Включає природні асфальти, продукти переробки нафти, горючих сланців, а також вугілля, торфу і деревини (дьогті), які використовуються як технічна сировина. Визначальною ознакою є тільки технічні властивості, які дозволяють використовувати їх з різною метою. В літературі зустрічаються під назвою "технобітуми" [10, 16].

В [11] зустрічається таке трактування терміну "бітум":

1) мінеральні комплекси (горючі органічні речовини), що складаються з вуглеводнів, утворилися з білкових і живих речовин нижчих організмів. Існують у газовій фазі (земний газ), рідкій (нафта), твердій (озокерит, земна смола, асфальт);

2) бітуми природні – органічні речовини (дистиляційні рештки нафти, вугілля), що розчиняються в органічних розчинниках (сірководень, бензол, спирт та ін.). Це корисні копалини органічного походження з первинною вуглеводневою основою. Залягають в надрах у твердому, в'язкому та в'язко-пластичному стані. З генетичної точки зору до бітумів природних належать нафта, природні горючі гази, газовий конденсат, а також природні похідні нафти: мальти, асфальти, асфальтити, керити, гумінокерити, озокерити, антраксоліти та їх похідні нафтоїди.

Таким чином, в широкому розумінні під терміном "природний бітум" розуміють природні сполуки твердої, в'язкої і в'язко-рідинної консистенції, які складаються з високомолекулярних вуглеводнів і гетероатомних (кисневих, сірчаних, азотних і металовмісних) сполук. Вони утворюють широкий спектр сполук від вуглеводневих високомолекулярних різновидів до окремих класів або складної суміші високомолекулярних вуглеводнів, які вміщують асфальтено-смолисті речовини і метали.

В англомовній літературі до бітумів відносять виключно нафти, асфальти, озокерити і асфальтити.

1.2 Хімічний склад та фізико-хімічні властивості високов'язких нафт і природних бітумів

Нафта згідно [14, 17, 18] – це природна масляниста горюча корисна копалина зі специфічним запахом, яка складається з різних класів вуглеводнів і незначної кількості органічних кисневих, сірчистих і азотних сполук. В природі зустрічаються нафти, що містять більше гетероатомних органічних сполук, ніж власне вуглеводнів, і такі, що складаються майже

виключно з вуглеводнів. З фізичної точки зору нафта – це система, де в суміші рідких вуглеводнів розчинені газоподібні і тверді вуглеводні. Вперше вуглеводні в нафтах були встановлені в 1917 р. швейцарським натуралістом Н. Соссюром.

За результатами численних хімічних аналізів встановлено, що нафта складається головним чином з вуглецю (82–87 %) і водню (11,0–15%) [19]. Крім них в нафтах присутні ще три елементи – сірка, азот і кисень, вміст яких коливається в межах 0,01-4,3 %, 0,02-1,7 %; 0,01-0,27 %, відповідно [19, с. 86]. В незначних концентраціях у нафтах зустрічаються метали (основні з них ванадій, нікель, залізо, цинк, мідь, магній, алюміній), загальний вміст яких рідко перевищує 0,02-0,03 % від її маси [19].

Вказані елементи утворюють різні класи хімічних сполук, з яких і складаються нафти.

На поточний час сучасними аналітичними методами в нафтах виявлено більше 1000 різноманітних сполук, з яких 900 відносяться до вуглеводнів парафінового, нафтенового та ароматичного рядів [19]. Решта є сумішшю гетеросполук, які містять сірку, азот, кисень і метали.

Основні компоненти нафти представлені алканами, циклоалканами, ароматичними вуглеводнями, кисневмісними, сірчаними сполуками, асфальто-смолистими, мінеральними, оптично-активними речовинами, ізопреноїдними сполуками та порфірінами [11, 14, 19, 20].

Алкани (парафінові вуглеводні) складають основну частину нафти. З хімічної точки зору вони представляють суміш двох груп вуглеводнів, які відрізняються між собою за властивостями – парафінів і церезинів. Парафіни – вуглеводні ряду $C_{17}-C_{35}$, які мають температуру плавлення 27-71 °С. Церезини – вуглеводні ряду $C_{36}-C_{55}$, мають температуру плавлення 65-88 °С. Загальна емпірична формула парафінових вуглеводнів C_nH_{2n+2} об'єднує газоподібні вуглеводні, починаючи з метану CH_4 , рідкі, починаючи з пентану C_5H_{12} і тверді, починаючи з гексадекану $C_{16}H_{34}$. Газоподібні і тверді вуглеводні здатні розчинятися в твердих, з яких можуть знову виділятися

газоподібні (при підвищенні температури і збільшенні тиску) і тверді (при зниженні температури).

Циклоалкани (нафтени, циклани) в нафтах представлені переважно похідними циклопентану і циклогексану. Їх вміст в нафті складає переважно 20-30 %. Крім моноциклічних нафтенів, в складі нафти виділяють біциклічні, трициклічні і поліциклічні вуглеводні. Нафтенові вуглеводні володіють низькими температурами застигання, є цінним компонентом зимових сортів палива і мастил. Стійкість до окислення при високих температурах робить ці вуглеводні невід'ємною складовою палив для карбюраторних двигунів, яка покращує їх проти детонаційні якості.

Ароматичні вуглеводні (арени) не мають широкого розповсюдження в нафтах. Їх вміст зазвичай не перевищує 15-20 %. Арени мають шестичленне циклічне ядро. В легкі фракції нафт входять моноциклічні вуглеводні з загальною емпіричною формулою C_nH_{2n-6} , в склад яких входять одна або декілька бокових парафінових ланок. Залежно від кількості і розташування бокових ланок арени утворюють ізомерні сполуки.

В більш важких фракціях поряд з моноциклічними вуглеводнями містяться біциклічні і поліциклічні ароматичні вуглеводні, в молекули яких входять декілька взаємоконденсованих кілець або кільця, які з'єднані між собою проміжними ланками. Ароматичні вуглеводні володіють високою термічною стійкістю до реакцій окислення, але вступають в реакцію заміщення зі збереженням бензольного ядра. Арени мають високу в'язкість, густину і температуру кипіння порівняно з алканами і цикланами при однаковій молекулярній масі. З пониженням температури в'язкість аренів різко зростає, що негативно впливає на якість мастильних матеріалів.

Кисневмісні сполуки представлені в основному фенолами, кетонами, жирними кислотами і нафтеновими кислотами. Вміст нафтенових і жирних кислот в нафті змінюється від сотих часток відсотка до 2 %. З наявністю в нафті нафтенових і жирних кислот пов'язано використання лугів для підвищення нафтовіддачі пластів. Взаємодія лугів і нафтових кислот

призводить до утворення добре розчинних в воді поверхнево-активних речовин, які знижують поверхневий натяг на границі «нафта-вода».

Сірчані сполуки в нафті утворюються на основі сірки і представлені меркаптанами, сульфідами, дисульфідами, гетероциклічними сірчистими сполуками, які є похідними тіофана і тіофена. Вміст сірки в нафті коливається від сотих часток відсотка до 6 % і більше. Сірчані сполуки нафти, такі як меркаптани, сульфіді, сірководень викликають сильну корозію металів, знижують товарні якості нафти.

По впливу на метали сірчані сполуки поділяються на дві групи: активні, які безпосередньо вступають в реакцію з металами (сірководень, сірка, меркаптани) і нейтральні, які не впливають на метал (сульфіді).

Асфальто-смолисті речовини (АСР) – це неуглеводневі високомолекулярні сполуки, які містять до 88 % вуглецю, до 10 % водню, до 14 % гетероатомів. До смол відносять розчинні у вуглеводнях високомолекулярні гетероатомні полідисперсні безструктурні сполуки нафти, які можна розділити на вузькі фракції однотипних сполук [11, с.66]. Молекулярна маса смол 400-1800, ступінь ароматичності 0,2-0,4.

До асфальтенів відносять нерозчинні в алканах відносно сформовані гетероатомні сполуки нафти. Молекулярна маса асфальтенів складає 1800-2500, ступінь ароматичності 0,45-0,58. Такі значення молекулярної маси призводять до значної міжмолекулярної взаємодії і сприяють утворенню надмолекулярних структур [11, с.67].

Існує думка, що асфальтени є продуктами конденсації смол, а смоли - проміжною ланкою між маслами і асфальтенами.

Якісний склад і сумарний вміст гетероатомів в смолах і асфальтенах змінюється в значних межах, а атомне відношення О:С - від 0,003 до 0,45 [11, с.67].

Вміст кисню в АСР може доходити до 10 %. Кисневі сполуки представлені в основному нафтовими кислотами і в незначних кількостях фенолами. За хімічними властивостями нафтові кислоти є типовими

карбоновими кислоти з яскраво вираженими насиченим характером. Для нафт одного або близького типів вміст нафтових кислот збільшується зі зростанням густини. Крім нафтових кислот в АСР нафт містяться асфальтогенові кислоти. Від нафтових кислот вони відрізняються вмістом сірки і більшою молекулярною масою [21, с.26].

Вміст сірки змінюється від 0,3 % до 10,3 %, а атомне відношення S:C - від 0,0001 до 0,049. Вміст азоту в асфальтенах відносно постійний і змінюється від 0,6 % до 3,3 %, а атомне відношення N:C зазвичай складає $0,015 \pm 0,008$. В асфальтенах (за певних винятків) вміст гетероатомів можна розмістити в ряд $S > O > N$, а в смолах $O < S < N$. Сірка в АСР присутня у вигляді сульфідів (аліфатичних, аренових, циклоалканових, тетрагідротіофенових, тіациклогексанових, тіациклогептанових, тіофенових кілець). Азот в основному присутній у вигляді ароматичних (які містять ядро піридину або хіноліну), гідроароматичних (ядро піперидину) і нейтральних (ядро індолу, карбазолу і піролу) сполук, які включені в загальну поліциклічну систему. Кисень переважно входить до складу функційних груп: карбоксильної, фенольної, спиртової, складноефірної і карбонільної. В АСР містяться також ванадій, нікель, залізо, кобальт, хром, манган, золото, срібло тощо [11, с.67].

Важливою особливістю АСР є їх поверхнева активність, зумовлена наявністю нафтових кислот, і здатність адсорбуватися на поверхні порових каналів і чинити значний вплив на рух рідин і газів в пласті. Ефективність методів підвищення нафтовіддачі в основному пов'язана із вмістом в нафті АСР.

При підвищеному вмісті асфальтенів в нафті і малій розчинності дисперсного середовища асфальтени і смоли можуть утворювати дисперсну фазу. Частинки асфальтенів у колоїдних системах мають розміри 2-30 нм і утворюють коацервати розміром до 2 мкм. Стійкість цих колоїдних систем проти розшарування визначається товщиною сольватної оболонки, утвореної із адсорбованих молекул смол, які утворюють собою структурно-механічний бар'єр, що перешкоджає асоціації [11, с.67].

Мінеральні речовини в нафтах представлені в основному йодом (до 4 %) і різними мінеральними солями, що розчинені в воді. В нафтах містяться також солі органічних (нафтових) кислот.

Крім вищезазначених сполук в нафтах присутні речовини, які називаються оптично активні сполуки та біомаркери.

Оптична активність – це здатність речовини повертати площину поляризації світла, яке проходить крізь неї. Це пов'язано з присутністю в молекулі атома вуглецю з асиметричною будовою, всі валентності якого насичені різними атомами чи радикалами. Тривалий час цю властивість приписували тільки біологічним системам, і апріорі вважали, що оптична активність нафт – це безперечний доказ її біогенного походження.

В той же час ті ж самі речовини, отримані синтетичним шляхом, є так звані рецематами, тобто такими, в яких утворюється однакова кількість "правоповертаючих" і "лівоповертаючих" молекул, в результаті чого ніякого обертання площини поляризації світла на синтетичних речовинах не відбувається.

На сьогоднішній день експериментально доведена можливість розщеплення рецематних молекул, в результаті чого утворюються оптичноактивні речовини [22, 23, 24]. Таку можливість відкрив ще в 1987 р. Л. Пастер, спостерігаючи розщеплення пліснявим грибом винної кислоти. На основі цього спостереження виник біохімічний метод розщеплення рецематів, який отримав назву "третій спосіб Пастера".

Доволі поширеною є думка, що практично всі нафти є "правоповертаючими", хоча зустрічаються і "лівоповертаючі" нафти. Оптична активність нафт пов'язана з висококиплячими фракціями. Нафти, які містять переважаючу більшість світлих фракцій, як правило, не є оптично активними.

Біомаркери – органічні молекули, які присутні в гірських породах, нелітифікованих осадах, горючих корисних копалинах та інших геологічних

об'єктах, а також у неземній речовині, вуглецевий скелет яких зберігає характерні риси будови вихідних біомолекул [25].

Основними біомаркерами є пристан, фітол, стеран, трітерпен, порфірини.

Термін "біомаркер" запропонував в 1964 р. англійський хімік Дж. Еглінтон. В нього автоматично закладено біологічне походження речовин, які виступають в ролі "маркерів" в нафті, що очевидно пов'язано з домінуючою в той час біогенною гіпотезою нафти. Раніше взагалі вважалося, що всі органічні речовини так чи інакше пов'язані з живою природою – звідси і саме визначення терміну "органічні".

Насправді в більшості випадків при вирішенні практичних задач, де використовується термін "біомаркер" питання біогенного чи абіогенного походження нафти не розглядається – нафта аналізується за своїми складовими і домішками на предмет приналежності до конкретного родовища. Тому під назву "біомаркери" в реальності потрапили просто складні органічні сполуки, які допомагають провести подібну ідентифікацію нафти. Але ще ніхто не довів, що утворення таких сполук можливо тільки біологічним і ніяким іншим шляхом [25]. Напроти, вчені виявили, що в глибокозалягаючих горизонтах земної кори вуглеводні переробляються бактеріями і саме тому в них знаходять біомаркери. Крім того, є роботи, в яких описаний абіогенний синтез ряду сполук, які раніше відносилися до біомаркерів [25, 26, 27]. Так, стереоспецифічний синтез фітолу здійснено ще в 1959 р. англійськими хіміками. А нафтові стеарани і тритерпани за стереохімічними особливостями дещо відрізняються від біологічних сполук, що пов'язано зі змінами при термічному перетворенні просторової будови одного або декількох хіральних центрів біомолекул. Це означає, що молекули двох речовин з однаковим хімічним складом (одним і тим же набором атомів і зв'язків між ними) відрізняються одна від одної в просторово-структурному відношенні – подібні атоми з'єднуються один з одним по різних валентних зв'язках. В результаті їх властивості трішки, але відрізняються. Зокрема,

якщо речовини є оптично активними, то вони можуть відрізнятися по "лівоповоротній" властивості [25].

Фізико-хімічні властивості нафти і її окремих фракцій зумовлені хімічним складом і структурою, співвідношенням окремих компонентів, а також їх складною внутрішньою будовою, пов'язаною із силами міжмолекулярної взаємодії.

Як було раніше зазначено, на сьогодні в нафті відомо більше 1000 різноманітних сполук, тому властивості нафти в залежності від її складу суттєво відрізняються. Серед основних властивостей нафт виділяють наступні [10, 11, 14, 16, 19, 20, 22, 23, 24, 28, 29, 30].

1. Густина.

Залежить головним чином від хімічного складу, а також кількості розчиненого в ній газу. Змінюється в широкому діапазоні від 650 кг/м^3 до 1050 кг/м^3 . Така різниця в густині нафт пов'язана із різним кількісним співвідношенням в ній вуглеводнів різних класів. Так, нафти, в складі яких переважають алкани легші, ніж нафти, багаті ароматичними вуглеводнями. Густина нафти зростає із збільшенням в ній асфальто-смолистих компонентів та металів. При цьому, як правило, спостерігається зменшення кількості розчиненого газу. Нафти, які містять значну кількість АСР, характеризуються густиною близькою 1000 кг/м^3 ($950\text{-}1050 \text{ кг/м}^3$).

У поєднанні з такими показниками як коефіцієнт заломлювання, молекулярна маса, густина використовується для визначення вуглеводневого чи структурно-групового складу нафтових фракцій.

2. В'язкість.

В'язкістю або внутрішнім тертям називають властивість рідини проявляти опір при переміщенні її одної частини відносно іншої під дією зовнішньої сили.

Розрізняють динамічну і кінематичну в'язкість нафт.

Під динамічною в'язкістю розуміють силу опору, що виникає між двома шарами рідини при одиничному градієнті швидкості і одиничній

площі дотику шарів рідини. Іншими словами, це опір, який чинить рідина при переміщенні зі швидкістю 1 м/с двох її шарів площею 1 м² кожний, які знаходяться на відстані 1 м, під дією прикладеної сили в 1 Н. Величина, обернена до динамічної в'язкості, називається плинністю.

Кінематична в'язкість – це відношення коефіцієнта динамічної в'язкості до густини нафти.

Значення в'язкості при характеристиці нафти надзвичайно велике, адже воно визначає характер процесів видобування нафти, її піднімання на денну поверхню, промислового збирання і підготовку, умови перевезення і перекачування продуктів, гідродинамічного опору під час їх транспортування по трубопроводах та ін.

Найбільше значення має визначення в'язкості для неньютонівських нафт, якими є ВВН і ПБ.

Неньютонівськими є нафти, які не підлягають лінійному закону в'язкого тертя Ньютона, тобто мають в пластових умовах структурно-механічні властивості (граничний градієнт тиску зсуву і структурну в'язкість). Характеризуються аномалією в'язкості при малих напруженнях зсуву – рухомість нафти при малих градієнтах тиску дуже низька. Аномалії в'язкості зумовлені високим вмістом АСР і утвореними ними просторовими структурами.

Для ньютонівських нафт в'язкість залежить тільки від температури і тиску (а також від хімічного складу) і не залежить від сил, що діють на неї.

В'язкість нафт змінюється в широких межах – від 0,5 мПа·с до 12–15 мПа·с (для звичайних нафт) і від 15 мПа·с до 1000 мПа і десятків тисяч мПа (для нафт підвищеної в'язкості, ВВН і ПБ).

В'язкість суттєво залежить від температури, тиску і фракційного складу нафт. Чим легший фракційний склад нафти і чим вища її температура, тим нижча в'язкість; чим більше асфальто-смолистих речовин, тим вона вища. Найбільшою в'язкістю характеризуються нафтові вуглеводні.

В'язкість зменшується також з підвищенням температури, оскільки при цьому збільшується відстань між молекулами. Тому при видобутку ВВН і ПБ та їх транспортуванні широкого застосування набули теплові методи.

В'язкість пластових нафт зростає при тисках нижчих від тиску насичення. Визначається впливом двох факторів: виділенням розчиненого газу, що приводить до збільшення в'язкості залишкової нафти, і об'ємним розширенням нафти при зниженні тиску, що приводить до зменшення в'язкості. Великий вплив має перший фактор. В'язкість газів помітно збільшується як з підвищенням тиску, так і температури.

На практиці часто використовують величину так званої умовної в'язкості, яка вимірюється в градусах, тобто в безрозмірних числах відношення часу витікання даної рідини до витікання дистильованої води в одному і тому ж стандартному приладі при температурі 20 °С.

3. Температура початку кипіння рідких вуглеводнів.

Оскільки нафта є складною сумішшю як вуглеводневих, так і гетероатомних сполук з різними температурами кипіння, то при її характеристиці використовують температуру початку кипіння рідких вуглеводнів, яка змінюється від 50 °С до 550 °С.

Температура початку кипіння нафти залежить від її хімічного складу. Чим більше атомів вуглецю входить до складу молекул, тим вища температура кипіння вуглеводнів. Так, при одній і тій же густині нафтові та ароматичні вуглеводні киплять при більш низькій температурі, ніж метанові. Легкі нафти закипають при 50–100 °С, важкі – при температурі більше 100 °С. Найвища температура кипіння у парафінів, тому при зниженні температури вони випадають з нафти в осад.

Велике значення для нафт має температура застигання, яка залежить від вмісту в її складі парафіну і легких фракцій. Так, нафти з плюсовою температурою застигання характеризуються підвищеним вмістом твердих парафінів. Нафти, в яких кількість парафінів незначна мають переважно мінусову температуру застигання.

Температура застигання нафт коливається від -60°C до $+30^{\circ}\text{C}$.

4. Фракційний склад.

Нафта характеризується температурними межами початку і кінця кипіння та виходом окремих фракцій, які відганяються в певних температурних інтервалах. За результатами розгонки роблять висновок про її фракційний склад.

Так фракції, що википають при температурі 95°C , називаються петролейним ефіром, від 95°C до 195°C – бензином, від 190°C до 260°C – гасом, від 260°C до 350°C – дизельним паливом, від 350°C до 530°C – маслами, вище 530°C – гудроном (мазут, смола, бітум).

До складу бензинової фракції входять вуглеводні, що містять 6–10 атомів вуглецю. Гасова фракція складається з вуглеводнів з C11-C13, дизельна – з C14-C17 і так далі.

Для нормальної нафти (густиною 850 кг/м^3) вихід бензинової фракції складає 27 %, гасу – 13 %, дизельного палива – 12 %, важкого газойля – 10 %, масел – 20 %, мазуту, смол – 18%. На заводах глибокої переробки нафти за крекінг-технологією вихід бензинової фракції доводиться до 45 %.

Визначення температурних меж кипіння окремих фракцій нафти, а також визначення відсоткового вмісту цих фракцій в складі нафти має важливе значення для визначення характеристик цієї нафти.

5. Теплота згоряння.

Теплотою згоряння називається кількості теплоти, що виділяється при згоранні (тобто до утворення вуглекислого газу CO_2 і води H_2O) 1 кг палива.

Теплота згоряння нафти складає 43250-45500 кДж/кг, природного газу – 37700-56600 кДж/кг. Для порівняння, теплота згоряння нафти в 1,3 рази більша теплоти згоряння кращих сортів кам'яного вугілля, яка складає в середньому 31000 кДж/кг.

Теплота згоряння нафти залежить від її густини та особливостей вуглеводневого складу, зокрема від співвідношення водню і вуглецю. Чим менша густина нафти, тим більша теплота її згоряння.

6. Теплоємність пластової нафти.

Теплоємність пластової нафти – кількість теплоти, яку необхідно затратити для нагрівання 1 кг нафти на 1 °С. Залежить від тиску, температури та кількості розчиненого в нафті газу. Змінюється приблизно в межах 0,800-3590 кДж/(кг·°С).

7. Колір.

Колір є важливої якісною характеристикою нафти, оскільки він відображає її хімічний склад.

Колір нафти змінюється в широких межах від практично безбарвного світло-жовтого до темно-коричневого і чорного.

Колір нафти визначається вмістом АСР. Чим більше в нафті смол і особливо асфальтенів, тим забарвлення її за глибиною чи відтінком більш темне. Нафти густиною 780-790 кг/м³ мають жовте забарвлення, нафти густиною 790-820 кг/м³ – бурштинового кольору, нафти густиною від 820 кг/м³ і більше – темно-коричневі та чорні.

Для більшості нафт і їхніх фракцій характерна флуоресценція райдужне забарвлення (переважно синювате чи зеленувате) у відбитому світлі, що пов'язано з присутністю в них конденсованих багатоядерних ароматичних вуглеводнів (хризену, октилнафталіну та ін.).

8. Люменісценція.

Люменісценція – холодне світіння речовин під впливом різних факторів.

Нафти і нафтові фракції з температурою кипіння понад 300 °С при опроміненні ультрафіолетовими променями проявляють люменісценцію. Вуглеводні, які складають нафтові фракції з температурою кипіння до 300 °С, а також парафіни і асфальтени не випромінюють світла у видимій частині спектру під дією ультрафіолетових променів.

Колір люменісценції залежить від хімічного складу нафт, а саме від вмісту в них нафтових кислот, поліциклічних ароматичних вуглеводнів та смол.

Легкі нафти в ультрафіолетових променях світяться інтенсивно блакитним кольором, важкі – жовто-бурих і бурих.

Люменісценція має важливе значення при проведенні пошуково-розвідувальних робіт, особливо при пошуку ВВН і ПБ, адже навіть незначний їх вміст в гірських породах може бути виявлений за допомогою люмінесцентного аналізу.

9. Оптична характеристика.

Однією з важливих оптичних характеристик нафти є її оптична активність. Багато нафт здатні слабо обертати площину поляризації променів світла, причому для більшості з них характерне слабке праве обертання.

Оптична активність нафт зростає з підвищенням температури кипіння фракції, тобто зі збільшенням молекулярної маси. Зовсім не обертають площину поляризації бензинові фракції нафти, малою оптичною активністю володіють нафти, багаті на метанові й нафтенові вуглеводні, а також смоли і нафтенові кислоти. Ця властивість здебільшого притаманна, очевидно, складним чи гібридним нафтоароматичним вуглеводням.

Крім оптичної активності, до оптичних характеристик нафти відносять показник заломлення (коефіцієнт рефракції) та коефіцієнт світлопоглинання нафти.

Величина показника заломлення залежить від довжини хвилі падаючого світла і температури. Визначається переважно при температурі 20 °С для монохроматичного світла (жовтої лінії *D* натрію). Показник заломлення є надійною характеристикою чистоти тільки індивідуального складу і його застосування для такої складної системи, як нафта, обмежено, однак для вивчення її окремих компонентів і фракції він має важливе значення. Найменшою рефракцією володіють алкани, потім ідуть олефіни, нафтени й ацени.

Коефіцієнт світлопоглинання нафти використовується при фотокалориметричному методі досліджень і змінюється головним чином в залежності від вмісту асфальтено-смолистих речовин.

10. Електрична провідність.

Нафти є діелектриками, тобто речовинами, які не проводять електричний струм і характеризуються високим електричним опором. Їх електрична провідність змінюється в широких межах від $2 \cdot 10^{-10} \text{ Ом}^{-1} \cdot \text{см}^{-1}$ до $0,3 \cdot 10^{-18} \text{ Ом}^{-1} \cdot \text{см}^{-1}$ і залежить від вмісту певних компонентів, наприклад парафіну, який в радіотехніці використовується як ізоляційний матеріал.

Найбільш стійкими електричними параметрами володіють фракції нафти, що не містять ароматичних вуглеводнів, АСР і твердих парафінів.

Діелектрична проникність нафт у порівнянні з іншими діелектриками невелика і їх діелектрична стала коливається у вузьких межах 1,85-2,5.

11. Молекулярна маса.

Молекулярна маса – найважливіша характеристика нафти, яка дає можливість зробити висновок про склад нафтопродуктів. Цей показник застосовується для розрахунків апаратури нафтопереробних заводів.

Молекулярна маса сирової нафти коливається в межах 220-300 г/моль (рідко 450-470 г/моль). Вона залежить від групового складу вуглеводнів нафти, і зокрема вмісту АСР, які мають високу молекулярну масу (700-2000 г/моль).

Молекулярна маса пов'язана з температурою кипіння продуктів і використовується для визначення молекулярної рефракції, параксору (емпірична залежність, що дозволяє охарактеризувати хімічний склад нафтових фракцій) та ін.

12. Поверхневий натяг.

Поверхневий натяг – це надлишок вільної енергії, яка зосереджена на одному квадратному сантиметрі площі поверхневого шару на межі розділу двох фаз. За поверхневим натягом пластових рідин на різних поверхнях розділу можна судити про властивості дотичних фаз, закономірностях взаємодії рідких і твердих тіл, процесах адсорбції, кількісний та якісний склад полярних компонентів в рідині, інтенсивності прояву капілярних сил.

Поверхневий натяг для рідини розглядається як сила, що діє на одиницю довжини контуру поверхні і яка прагне скоротити поверхню до мінімуму при заданих об'ємах фаз.

Поверхневий натяг рідин залежить від багатьох факторів, найважливішими з яких є температура, тиск, хімічний склад рідини, а також фази, з якою вона дотикається (газ, вода).

Поверхневий натяг рідин залежить від величини міжмолекулярних сил. У рідин, молекули яких полярні і сили молекулярної взаємодії яких великі, поверхневий натяг високий (наприклад, у води). У рідин, молекули яких менш полярні або неполярні (наприклад, у індивідуальних вуглеводнів і нафти), поверхневий натяг нижчий.

Для різних груп вуглеводнів поверхневий натяг буде різний – максимальний для ароматичних і мінімальний для парафінових. Зі збільшенням молекулярної маси вуглеводнів поверхневий натяг збільшується.

Більшість гетероатомних сполук, які знаходяться в нафтах та природних бітумах, володіючи полярними властивостями, мають поверхневий натяг менший, чим вуглеводні. Це дуже важливо, оскільки їх наявність відіграє значну роль як в утворенні емульсій, так і в їх руйнуванні.

Поверхневий натяг вуглеводнів і фракцій нафти, які вони складають, є лінійною функцією температури. З підвищенням температури він зменшується і при критичній температурі дорівнює нулю. Із збільшенням тиску поверхневий натяг у системі газ-рідина зменшується.

Процес зміни поверхневого натягу в системі вода-нафта при збільшенні одночасно температури і тиску складний. В залежності від стану і складу системи вода-нафта поверхневий натяг на межі розділу нафти з водою при одночасному підвищенні температури і тиску може як зменшуватися, так і збільшуватися і навіть залишатися сталим.

Поверхневий натяг рідини на межі з газом залежить від хімічного складу рідини і газу, кількості розчиненого газу, кількості і природи

полярних компонентів у рідині, від тиску, температури та інших факторів. Підвищення температури зменшує поверхневий натяг рідини на межі з газом. Оскільки при цьому міжмолекулярні сили слабшають. Підвищення тиску теж сприяє зменшенню поверхневого натягу рідини на межі з газом через зменшення вільної поверхневої енергії останнього під час стискування і додаткового розчинення в рідині.

Вплив тиску і температури на величину поверхневого натягу води і нафти на межі з газом якісно однаковий, проте для нафти він відчутніший.

Розчинність газу в нафті набагато вища, ніж у воді, тому за наявності газової фази під тиском збільшується різниця поверхневих натягів нафти і води на межі з газом та між фазовий натяг між ними. Отже, за умов високих пластових тисків на межах рідин з газом капілярні сили зменшуються, а на межі між нафтою і водою збільшуються порівняно з поверхневими умовами.

Вивчення поверхневого натягу нафт і ПБ має надзвичайно важливе значення при проектуванні розробки їх покладів, оскільки від поверхневого натягу безпосередньо залежить механізм витіснення вуглеводнів. Однак низьке значення міжфазного натягу ще не гарантує витіснення нафти з пористого середовища. Визначальну роль в цих процесах відіграє співвідношення капілярних і гідродинамічних сил при проходженні каплі нафти крізь звуження пор.

З поверхневими силами на межі розділу твердої і рідкої фаз пов'язані явища змочування і капілярні явища, на яких базуються процеси міграції нафти в пластах.

13. Коефіцієнт теплового розширення нафти.

Характеризує її здатність збільшувати об'єм при нагріванні. Залежить від складу нафти.

14. Розчинність газів.

Розчинність вуглеводневих газів в нафтах залежить від складу нафти і газу і зростає при збільшенні тиску. Найкраще газ розчиняється в метанових нафтах, гірше в нафтових і найгірше в ароматичних нафтах. Чим вища

молекулярна маса газоподібного вуглеводню, тим він краще розчиняється в нафтах – найкраще пентан, найгірше метан.

Різною розчинністю газу в різних за хімічним і груповим складом нафтах, очевидно можна пояснити те, що нафти з підвищеним вмістом АСР, в тому числі і ПБ, характеризуються невеликим газовмістом – до $30-50 \text{ м}^3/\text{м}^3$. У легких нафтах, де практично відсутні АСР, в 1 м^3 нафти може розчинятися до 400 м^3 газу.

За певних умов рідкі вуглеводні можуть розчинятися в газі. Якщо об'єм газової фази значно перевищує об'єм нафти, то при підвищенні тиску до 20-25 МПа і температурі $90-95^\circ\text{C}$ рідкі вуглеводні можуть перейти в пароподібний стан і розчинитися в газі. Ця властивість рідких вуглеводнів називається зворотним, або ретроградним випаровуванням. Такі умови мають місце в газоконденсатних покладах та покладах критичного стану.

15. Тиск насичення.

Тиском насичення називається тиск (при постійній температурі), при якому з нафти починає виділятися розчинений в ній газ у вільну фазу.

Визначення тиску насичення нафти має дуже важливе значення при проектуванні розробки нафтових покладів, оскільки співвідношення початкового пластового тиску в покладі і тиску насичення визначає прояв того чи іншого режиму розробки і її ефективність. Як правило, тиск насичення нафти газом залежить від її газовмісту. Чим вищий газовміст, тим менша різниця між початковим пластовим тиском і тиском насичення. Для повністю насичених газом нафт тиск насичення рівний початковому пластовому. Такі нафти характерні для нафтових покладів з газовою шапкою.

Природні бітуми – це органічні водонерозчинні сполуки з високою густиною (більше $920 \text{ кг}/\text{м}^3$), з вуглеводневою високомолекулярною основою і гетероатомних (кисневих, сірчаних, азотистих, металовміщуючих) сполук.

Щодо хімічного складу та фізико-хімічних властивостей ПБ можна сказати наступне [31, 32, 33, 34, 35, 36].

Хімічний склад природних бітумів вивчений значно менше, ніж їх фізичні, реологічні та колоїдні властивості. Це обумовлено в основному наявністю в них різноманітних і дуже складних за будовою хімічних сполук, виявлення яких потребує застосування нових методів і сучасних приладів.

В складі бітумів переважає вуглець (70-98 %), є також водень (1-14 %), кисень (0,3-10 %), сірка (0,2-10 %), азот (0,1-3 %).

Їх характерною особливістю є наявність обширної групи мікроелементів, особливе місце серед яких займають ванадій, нікель, залізо, значна кількість масел, асфальтенів, смол і сірки. Часто також зустрічаються скандій, молібден і хром. Збагаченість сіркою ПБ може досягати 10-15 %.

На відміну від звичайних нафт, концентрації гетероатомних сполук (нафтові кислоти, прості і складні ефіри, сульфоксиди, сульфіді та ін.), рідкісних, цінних металів в ПБ можуть досягати промислових значень. Так, масовий вміст ванадію в ПБ досягає 270-390 г/т, а нікелю – 50-235 г/т. За певних умов переробка ПБ з метою видалення цих металів може виявитися економічно доцільною.

У світі відомі промислові ванадієво-бітумні родовища (в Перу), уран-бітумні родовища (США).

ПБ складаються з трьох груп хімічних сполук (рис. 1.1):

- масла – це легка частина бітуму (розчинник);
- смоли – визначають пластичність і розтягнення бітуму;
- асфальтени – це основна структуроутворююча частина бітуму.

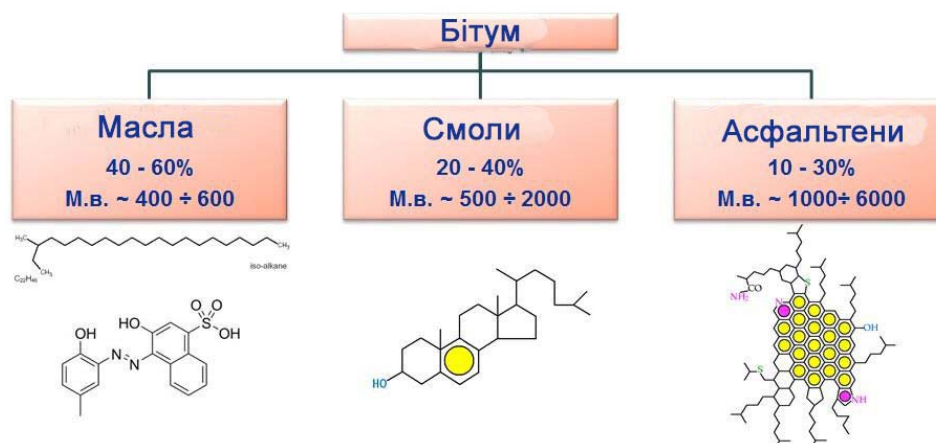


Рис. 1.1 – Склад природного бітуму

На підставі співвідношення в вуглеводнях нафтового ряду масел, смол, асфальтенів в даний час прийнято виділяти нафту, мальти, асфальт, асфальти та інші класи, які розмежовуються за ознаками їх розчинності в хлороформі, густині, твердості, коксованості. Для розчинних в хлороформі бітумів основоположним залишається вміст у бітумі масел.

За фізико-технологічними показниками та груповим складом, що залежить від складу вихідних нафт і умов їх перетворення, бітуми поділяються на кілька класів: мальти, асфальти, асфальтити, керити і антраксоліти – з поступовими плавними переходами між ними (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1

Основні властивості природних бітумів

Клас	Консистенція	Густина, кг/м ³	Температура плавлення (розм'якшення), °С	Розчинність у хлороформі	Вміст масел, %
мальти	від в'язкої рідинної до твердої	965-1000	35-40	повна	40-65
асфальти	в'язка рідинна, напівтверда і тверда	1000-1100	від 20-30 до 80-100	повна	25-40
озокерити	від мазеподібної до твердої	850-970	50-85	повна	20-85
асфальтити	тверда	1050-1020	180-300	повна	25
керити	тверда	1000-1250	не плавиться	часткова до нерозчинних	25
антраксоліти	дуже тверда	1300-2000	не плавиться	нерозчинні	25

Класифікаційні межі для розчинних природних бітумів визначають за вмістом в них масел: мальти 65-40 %, асфальти 40-25 %, асфальтити 25-5 %; для нерозчинних бітумів — за елементним складом і оптичними даними.

Мальти – густа чорна рідина, подібна на нафту, яка пахне сірководнем, переважно з високим вмістом сірки (до 9 %), густиною до 1000 кг/м³.

Асфальти є досить в'язкою, еластичною речовиною темного кольору густиною до 1100 кг/м³ і температурою плавлення до 100 °С. Зустрічаються у вигляді покрівів ("озер"), асфальтоносних пластів.

Асфальтити відрізняються від асфальтів твердістю, крихкістю, тугоплавкістю. Вони добре розчиняються в хлороформі. В земній корі залягають у вигляді покладів жильного типу.

Озокерити являють собою воскоподібну речовину, консистенція якої може змінюватися від мазеподібної до твердої. Колір – від коричневого до темно-зеленого в залежності від вмісту АСР. Озокерит добре розчиняється в органічних розчинниках при температурі 220 °С.

Керити за зовнішнім виглядом і фізичними властивостями подібні до кам'яного вугілля. Не розчиняються в органічних розчинниках. Вважається, що вони утворилися внаслідок вивітрювання і окислення під дією кисню повітря легких, метанових і нафтових нафт, які вилилися на поверхню.

Антраксоліти – група твердих вуглецевих сполук, густиною 1300-2000 кг/м³, нерозчинних в органічних розчинниках, які складаються, головним чином, з вуглецю (95-100 %). За складом і властивостями близькі до антрацитів. Вважається, що вони є продуктом метаморфічних змін нафти.

Головною відмінністю ПБ від традиційних нафт є те, що нафти в більшості є молекулярною рідиною, ПБ – колоїдною системою і мають аморфну будову. Групові вуглеводні входять до складу бітуму в різних співвідношеннях їх мас, що визначає їх структуру і властивості.

Структура бітуму змінюється від типу золя для систем з малою в'язкістю, до типу геля – для систем з підвищеною в'язкістю. В залежності від температури бітуми можуть володіти як в'язкопружними, так і в'язкопластичними властивостями (реологічними).

Встановлено, що бітуми типу гель характеризуються досить високим вмістом асфальтенів, але незначним вмістом циклічних сполук. Це призводить до поганої дисперсії асфальтенів в маслах і смолах.

Бітуми типу золь містять значну кількість масел і смол, які є добре диспергуючими агентами для асфальтенів.

Щодо внутрішньої будови бітуму є різні точки зору. Одні дослідники розглядають бітум як колоїдну систему, дисперсною фазою в якій є розчин смол в маслах, а дисперсною фазою – асфальтени, карбени, карбоїди, які колоїдно-розчинені в середовищі до макромолекул розміром 18 - 20 мкм. На

межі розділу фаз адсорбовані асфальтогенові кислоти на молекулах асфальтенів.

З іншої точки зору до цього питання підходить Ж. Манн. Він вважає бітуми розчинами асфальтенів в маслах і розглядає відношення в'язкості асфальтенів до в'язкості масел як функцію концентрації і температури. При температурі 120 °C і вище асфальтени знаходяться в молекулярно-диспергованому стані, але при більш низьких температурах вони утворюють асоційовані комплекси. В залежності від концентрації в ПБ асфальтенів і масел характер течії цих систем змінюється від ньютонівського до неньютонівського.

Мікроскопічні електронні дослідження вказують на відсутність в бітумах частинок колоїдних розмірів і на те, що структурні елементи бітуму складаються із сполук, утворених різними компонентами завдяки силі взаємного притягання між молекулами різного типу. Значні сили притягання сприяють орієнтації молекул, тому процес формування структурних одиниць в бітумах в деякій мірі подібний до звичайної кристалізації.

Одним із можливих факторів, який зумовлює високу схильність асфальтенів до асоціації і сприяє стабілізації надмолекулярних структур є наявність в них стійких вільних радикалів. Наявність вільних радикалів спричиняє таке явище як парамагнетизм, що притаманно асфальтенам. Встановлено, що між ступенем ароматичності і кількістю парамагнітних центрів спостерігається пряма залежність. При середній молекулярній масі асфальтенів 2000 г/моль вміст парамагнітних фрагментів молекул, з яких вони складаються, може досягати до 40 % на асоціат. В смолах їх вміст складає не більше, ніж 2 % від загальної кількості вільних радикалів. Вміст вільних радикалів в ПБ визначається методом електронного парамагнітного резонансу.

Серед головних фізико-хімічних властивостей природних бітумів, які суттєво відрізняються від властивостей нафті, можна виділити наступні:

1. Консистенція.

Консистенція природних бітумів – в'язкорідка (мальти), в'язка або тверда (асфальти, керити).

2. Густина.

Змінюється від $920\text{--}950\text{ кг/м}^3$ (мальти) до 1500 кг/м^3 (керити, антраксоліти).

3. В'язкість.

Змінюється від десятків мПа·с (в'язкорідкі мальти) до тисяч мПа·с (керити, антраксоліти).

4. Розчинність в хлороформі.

Найважливішою властивістю природних бітумів є їх розчинність в хлороформі, а також інших органічних розчинниках.

5. Температура розм'якшення.

Температура розм'якшення природних бітумів змінюється від $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ (мальти) до неплавких (керити, антраксоліти, гумінокерити).

6. Граничне напруження зсуву.

Складна внутрішня будова природних бітумів, підвищений вміст гетероатомних сполук зумовлюють прояв в них неньютонівських властивостей.

Тривала дія на бітум напруження менше $1,1\text{ кПа}$ викликає повільне течіння. Градієнт швидкості зсуву при зниженні напруження зсуву від $1,1\text{ кПа}$ до $0,8\text{ кПа}$ скачкоподібно зменшується. Нижче $0,8\text{ кПа}$ до мінімальних значень швидкість зсуву пропорційна діючому напруженню зсуву. Така зона називається умовно-пружною. Зона переходу від умовно-пружної зони до зони повзучості в діапазоні напружень зсуву $0,8\text{--}1,1\text{ кПа}$ дуже вузька і складає близько 6% від загального інтервалу обох областей.

Наявність в природному бітумі умовно-пружної зони є проявом колоїдної двофазної системи. Дисперсна фаза (асоціати асфальтенів і кристали парафінів) утворює в дисперсному середовищі структуру. Взаємодія між асоціатами асфальтенів і кристалами парафінів базується на

вандєрвальсових силах і послаблена в місцях контакту тонкими прошарками дисперсного середовища. Такі структури здатні текти при малих градієнтах швидкості і напруженнях зсуву без помітного руйнування структури внаслідок тиксотропного відновлення зруйнованих зв'язків в процесі зсуву.

Вивчення граничного напруження зсуву для ПБ має надзвичайно важливе значення при виборі методів освоєння нафтобітумонасиченого пласта та оптимальної депресії на пласт при проектуванні експлуатації свердловин.

6. Радіоактивність.

ПБ характеризуються підвищеною β -радіоактивністю, яка в декілька разів перевищує радіоактивність легких нафт, газів та конденсатів [37, 38, с.55]. Так, β -радіоактивність ПБ перевищує 1000 Бк, в той час як легкі нафти характеризуються β -радіоактивністю 250-350 Бк, конденсати – до 200 Бк і часто взагалі не володіють радіоактивністю.

Така характеристика ПБ має важливе значення при інтерпретації матеріалів ГДС, оскільки неврахування цього фактора може призвести до хибного тлумачення результатів і як наслідок неправильної характеристики насичення пласта.

Важливою особливістю як твердих, так і рідких бітумів є їх здатність горіти, стійкість до більшості кислот, лугів, солей та високий ступінь адгезії.

Особливий інтерес в складі ПБ представляють кисень, азот, сірка, АРС. Кисень і сірчисті сполуки суттєво впливають на властивості поверхонь розділу в пласті, на розподіл рідин і газів в поровому середовищі і, відповідно, на закономірності руху флюїдів. З цими речовинами також тісно пов'язані процеси, які мають важливе промислове значення – утворення і руйнування нафтоводяних емульсій, корозія свердловинного обладнання та ін.

Важливою особливістю АРС є їх здатність адсорбуватися на поверхні порових каналів і сильно впливати на рух флюїдів в пласті. Ефективність

впровадження методів підвищення нафтовіддачі в основному залежить від вмісту в ПБ асфальтосмолистих речовин.

Підсумовуючи вищевикладене, треба наголосити, що фізико-хімічні властивості нафт і ПБ в пластових і поверхневих умовах дуже відрізняються, що зумовлено в основному впливом температур, тисків і кількості розчиненого газу. Тому всебічне вивчення властивостей нафт і ПБ дозволить більш надійно обґрунтовувати вихідні дані, які використовуються при підрахунку запасів вуглеводнів та проектування розробки їх покладів.

1.3 Класифікація високов'язких нафт і природних бітумів

Будь-яка класифікація є системою розподілення об'єктів (процесів, явищ) за класами (групами тощо) відповідно до визначених ознак [14, 39].

Класифікувати нафти при їх вивченні почали з початку їх видобутку і промислового використання. На ранніх етапах розвитку нафтової промисловості визначальним показником якості продуктів була густина, яка і лягла в основу першої класифікації всіх відомих нафт.

З розвитком нафтової промисловості кількість класифікацій нафти все збільшувалася, а підхід до них змінювався [40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47]. Пізні класифікації нафт включали різні визначальні ознаки. В більшості різних класифікацій в основу було покладено розподіл нафт на класи, групи, типи за хімічним складом. В якості визначених ознак приймалися склад і кількість вуглеводнів в легких бензинових фракціях, вміст асфальто-смолистих компонентів. В подальшому це були особливості структури вуглеводнів, їх індивідуальний склад та ін. Чим глибше і повніше досліджувалися нафти, тим більше з'являлося різноманітних класифікацій. Пізніше, коли широкого розповсюдження набули геохімічні дослідження, з'являлися класифікації, що як і раніше, базувалися на хімічному складі нафт, однак зміну певних показників пояснювали характером перетворень нафти в земній корі, і розподіляли нафти на класи за тим самим принципом. Вводилися також

поняття про типи нафт окислених, фільтрованих, метаморфізованих та ін. Деякі дослідники [12, 48, 49] надавали основне значення вторинним змінам нафт і називали їх генетичними.

Подальший розвиток нафтової хімії призвів до виділення генетичних показників, успадкованих нафтою від органічної речовини. На цьому етапі з'являлися класифікації нафт за ознаками, успадкованими від органічної речовини материнських порід. По суті ці класифікації були спрямовані на підтримку домінуючої протягом тривалого часу біогенної гіпотези походження нафти.

На сьогоднішній день накопичений значний об'єм інформації по хімічному складу та фізико-хімічних властивостях нафт різних нафтогазоносних провінцій світу, однак проблема їх типізації досі залишається не вирішеною і єдиної класифікації нафт і природних бітумів не існує. У першу чергу це пов'язано з надзвичайною різноманітністю хімічного складу нафт та відсутністю чітко обґрунтованого набору головних критеріїв для її класифікації.

Відомі на цей час класифікації умовно можна об'єднати в три групи: хімічна, генетична, технологічна.

Хімічна класифікація заснована на груповому складі нафт; генетична – передбачає виділення генетичних рядів і типів та відображає генетичний ряд перетворень нафти в тверді бітуми. Розділення на нафти і бітуми проводиться по вмісту в них масляних фракцій (до 65 % – бітуми, понад 65 % – нафти). Технологічна базується на показниках, які визначають вибір схеми переробки вуглеводневої сировини. Крім того, при характеристиці нафт широко використовуються класифікації за густиною, величиною в'язкості, вмістом смол, асфальтенів, парафінів, сірки тощо.

1.3.1 Хімічна класифікація нафт

Хімічна класифікація базується на основі переважання тих чи інших вуглеводнів в нафтах і може бути як самостійною одиницею, так і слугувати основою для технологічних та геохімічних класифікацій [14, 50, 51, 52].

Перша спроба хімічної класифікації нафт була зроблена Гефером в 1907 р. З того часу і досередини 60-их рр. у світі були запропоновані різні класифікації, недоліком яких було те, що вони розглядали нафти тільки з точки зору їх вуглеводневого складу, в той час як хімічна класифікація повинна враховувати і склад неуглеводневих компонентів [51].

Самий простий варіант хімічної класифікації запропонований в [50].

Згідно цієї класифікації за переважанням (більше 75 % по масі) якого-небудь одного з класів вуглеводнів розрізняють три основні класи нафт:

- 1) метанові (М);
- 2) нафтові (Н),
- 3) ароматичні (А) (бензольні).

По мірі вивчення складу нафт і виявлення в них нових сполук хімічна класифікація ускладнювалася і на сьогоднішній день у відповідності до складу нафти виділяють шість груп [14] нафт:

1) метанові, або парафінові – легкі, багаті бензином, гасом і парафіном нафти. Усі фракції містять значну кількість алканів: бензинових – не менше 50 %, масляних – 20 % і більше.

2) нафтові, що містять 60 % і більше циклоalkanів у всіх фракціях; алканів у цих нафтах мало, смоли і асфальтени є також в обмеженій кількості.

3) метано-нафтові, що містять парафінові і нафтові вуглеводні містяться поряд з алканами у проміжних кількостях циклоalkanів, вміст аренів невеликий. Як і в чисто парафінових, у нафтах цієї групи мало смол і асфальтенів.

4) ароматичні, що містять ароматичні вуглеводні в кількості більше 60 %. Характеризуються високою густиною; у всіх фракціях цих нафт міститься багато аренів.

5) метано-нафтенно-ароматичні, що містять парафінові і нафтенові вуглеводі практично в однакових кількостях, твердих парафінів мало (не більше 1,5 %), а кількість смол і асфальтенів сягає до 10 %.

6) нафтенно-ароматичні нафти характеризуються переважним вмістом циклоалканів і аренів, особливо у важких фракціях. Алкани є тільки в легких фракціях, причому в невеликій кількості. Вміст твердого парафіну в нафті не перевищує 0,3 %, а смол і асфальтенів – 15-20 %.

Класи нафт визначають за хімічним складом не по всій пробі, а тільки по фракціях, що википають до 300 °C [14, 29]. Тому дана класифікація має дещо суб'єктивних характер, оскільки нафти навіть одного продуктивного горизонту при розгонці можуть давати різний склад фракцій, що википають до 300 °C.

Ще складнішим є застосування хімічної класифікації для ВВН і в'язкорідких ПБ типу мальт, оскільки основна частина високомолекулярних сполук (асфальтенів, смол, кисне- і сірковмісних сполук), які характерні для цього класу вуглеводнів, знаходиться у фракціях, що википають при температурі 400 °C і більше.

В США згідно хімічної класифікації [40] виділяють три типи нафт:

- 1) з парафіновою основою;
- 2) з нафтеновою основою;
- 3) з асфальтеновою основою.

Така класифікація близька до тієї, що в 1955 р. запропонував С.С. Наметкін.

Слід зазначити, що склад нафт настільки різноманітний (і з кожним роком з появою нових методів досліджень в нафті визначають нові, невідомі раніше сполуки), що існуючі на сьогоднішній день класифікації не в змозі їх врахувати, що часто породжує складності при віднесенні тої чи іншої нафти

до певного типу. Тому хімічна класифікація нафт з певним наближенням може бути використана при вирішенні питання вибору раціональної схеми переробки нафти для виготовлення кінцевого продукту з певними визначеними властивостями.

На сьогоднішній день існує ще одна класифікація нафт за Малишеком [14], яку умовно можна віднести до групи хімічних класифікацій. Вона передбачає розподіл нафт за поверхнево-активними властивостями, а саме за вмістом органічних кислот на чотири групи:

1) неактивні – вміст органічних кислот від 0,01 % до 0,06 %; поверхневий натяг для цих нафт на границі з синтетичною лужною, пластовою лужною водою та з морською водою становить 25-35 дин/см;

2) малоактивних – вміст 0,1-0,25 % органічних кислот та інших сполук, які здатні обмилюватися лугом, але мають малу поверхневу активність; їх поверхневий натяг на межі з лужною синтетичною і твердою морською водою становить 14-25 дин/см і тільки на межі з лужними пластовими водами, збагаченими солями органічних кислот, може знижуватися до 7-8 дин/см;

3) активних – вміст від 0,3 % до 1,0 %; поверхневий натяг на межі з синтетичною лужною водою становить 4-12 дин/см, на межі з лужними пластовими водами, що містять мила органічних кислот, знижується до 1-7 дин/см, а при наявності в лужних водах іонів OH^- або CO_2^{-3} знижується до 1 дин/см;

4) високоактивних – вміст 1-2,5 %; поверхневий натяг на границі з синтетичною лужною водою становить 3-6 дин/см, на межі з лужними пластовими водами, які збагачені солями органічних кислот, знижується до величин менше 0,1 дин/см, але на границі з твердою морською водою підвищується до 12-25 дин/см.

Дану класифікацію доцільно б було застосовувати при проектуванні розробки нафтових покладів, коли передбачається впровадження вторинних

та третинних методів (закачування ПАР, мицелярних розчинів, розчинників та ін.).

1.3.2 Технологічна класифікація нафт

В основу технологічної класифікації нафт покладено: вміст сірки в нафтах і світлих нафтопродуктах, вихід фракцій, що википають до 350 °С, потенційний вміст базових масел (а також індекс їх в'язкості) і парафіну [14, 53] (див. табл. 1.2).

Таблиця 1.2

Технологічна класифікація нафт

Класифікації нафт за вмістом	Клас (тип)	Значення
загальної сірки	I (малосірчисті)	не більше 0,5%
	II, (сірчисті)	0,51-2%
	III (високосірчисті)	> 2%
фракцій, що википають до 350 °С нафти	T ₁	не менше 45 %
	T ₂	30-44,9 %
	T ₃	менше 30 %
базових масел нафти	M ₁	не менше 25 % в перерахунку на нафту
	M ₂	(15-25 %) в перерахунку на нафту і не менше 45 % в перерахунку на мазут
	M ₃	відповідно 15—25 % і 30—45 %
	M ₄	менше 15 % в перерахунку на нафту
в'язкості базових масел нафти	I ₁	>85
	I ₂	40-85
парафіну	П ₁ (малопарафініста)	менше 1,5 % по масі
	П ₂ (парафініста)	від 1,5 до 6,0 %
	П ₃ (високопарафініста)	понад 6 %

Крім параметрів, які входять до технологічної класифікації, нафту класифікують за вмістом смол, асфальтенів, за в'язкістю та густиною. Всі перелічені вище показники нафт лежать в основі окремих класифікацій: за вмістом асфальто-смолистих речовин, за в'язкістю нафти, за густиною нафти (див. табл. 1.3.)

Інші класифікації нафт

Класифікації нафт	Клас (тип)	Значення
за вмістом смол і асфальтенів	I (малосмолисті)	нижче 18 %
	II (смолисті)	від 18 до 35 %
	III (високо смолисті)	вище 35 %
за в'язкістю нафти	I (малов'язка)	≤ 5 мПа·с
	II (середньої в'язкості)	від 5 до 10 мПа·с
	III (в'язка)	від 10 до 30 мПа·с
	IV (високов'язка)	> 30 мПа·с
за густиною	I (легкі)	до 850 кг/м ³
	II (середні)	850-890 кг/м ³
	III (важкі)	понад 890 кг/м ³

В США в 1921 р. Американським інститутом нафти була розроблена класифікація нафт за густиною [54, с.124], яка базується на визначенні відносної густини нафти до густини води при однаковій температурі. Згідно цієї класифікації нафти поділяються на дві групи:

1) легкі – якщо величина градусів API більше 10 (нафта буде плавати на поверхні води);

2) важкі – якщо величина градусів API менше 10 (нафта буде тонути).

Класифікації за в'язкістю.

Класифікації нафт за в'язкістю на сьогоднішній день відрізняються, оскільки в них закладені різні підходи [1, 2, 3, 4, 51, 55] до визначення граничних меж в'язкості класів, в залежності від задач, які вирішуються. Так, при вирішенні питань транспортування чи переробки нафти до малов'язкої відносять нафти з в'язкістю менше 10 мПа·с; в'язкої – 10-100 мПа·с, високов'язкої – більше 100 мПа·с. При вирішенні задач, які стосуються проектування розробки нафтових покладів до малов'язких відносять нафти з в'язкістю 1-5 мПа·с, нафт з підвищеною в'язкістю – 5-30 мПа·с, високов'язких – більше 30 мПа·с.

Така розбіжність у визначенні граничних значень класифікаційних меж класифікація нафти за в'язкістю і спричиняє плутанину у термінах "в'язка нафта" та "високов'язка нафта".

1.3.3 Генетична класифікація нафт

Існуючі генетичні класифікації нафт [1, 12, 40, 48, 49, 56, 57] поділяють її на класи і типи, базуючись на її геолого-геохімічній історії і апріорі біогенній гіпотезі нафтоутворення. При цьому не враховується, що до сьогодення не існує єдиної теорії нафтидогенезу, а хімічні сполуки, так звані "біомаркери", які ще кілька десятиліть тому вважалися тільки біологічного походження, вже синтезуються в лабораторних умовах. Тому така необ'єктивність генетичних класифікацій є їх суттєвим недоліком і унеможливорює їх використання для вирішення широкого кола питань, пов'язаних з міграцією флюїдів, формуванням їх покладів, прогнозуванням нафтогазоносності надр.

В 1948 р. А.Ф. Добрянським була розроблена генетична класифікація, яка базувалася на уявленнях про склад нафти як про функцію її перетворення в земній корі. В силу того, що основним напрямком перетворення нафти розглядалася її метанізація, класифікація розділяла нафти за вмістом в ній метанових вуглеводнів, опираючись на принципи перетворення і не розглядаючи при цьому фактичний склад нафти та не враховуючи наявність в ній гетероатомних сполук. Тому ця класифікація широкого застосування не набула.

В 1958 р. А.А. Карцевим було запропоновано поділяти нафти на два класи: палеотипні та кайнотипні. До першого класу відносилися нафти, в складі дистилятів яких було $>30\%$ парафінів, а у бензинів – $>50\%$. До другого класу відносилися нафти, в складі дистилятів і бензинів яких було 30% і 50% парафінів, відповідно. Такий розподіл давав тільки уявлення про загальні риси геохімічної історії нафт, чого явно було недостатньо. Тому в 1960 р. Карцевим була сформована еволюційна геохімічна класифікація нафт, яка базувалася на зв'язку складу нафт з геолого-геохімічними умовами перетворень (вік порід та глибина їх залягання, геотектонічна характеристика). Згідно цієї класифікації було виділено вісім класів нафт, в

кожному з яких були підкласти нафти "чистої лінії", окислених, і нафтопродуктів фізичної диференціації. Однак, первинні фактори складу нафти, які пов'язані з неоднорідністю нафтогенеруючих речовин, в класифікації не враховувалися. Тому дана класифікація на практиці не застосовувалася.

Найбільш коректною і завершеною є геохімічна класифікація А.А. Петрова, в основу якої покладено вміст в нафті реліктових вуглеводнів.

1.3.4. Класифікація природних бітумів

Одну з перших класифікацій бітумів запропонував Г. Гефер в 1908 р. за їх фазовим станом. Він виділив тверді бітуми (чорний віск (озокерит), гірську смолу, асфальт) і рідкі бітуми (нафта, мальта та ін.). Пізніше класифікації бітумів розроблялися В.М. Муратовим, В.А. Успенським, І.С. Гольдбергом, Б.А.Клубовим [1, 12, 45, 46, 48].

В.М. Муратов в своїй класифікації 1954 р. нафти і ПБ об'єднав під поняттям в'язкі і тверді нафтиди, які розподіляються за величиною коксованості.

У класифікації Міжнародного нафтового конгресу (1959 р.) ПБ поділені на:

а) нафтобітуми – природні вуглеводні (гази, нафти, мальти, асфальти, асфальтиди, озокерити) розчинні цілком в хлороформі і (у разі твердої консистенції) плавляться при нагріванні;

б) асфальтоїди – практично нерозчинні і не плавляться без розкладання, відповідно керитам і антраксолітам.

Схема класифікації бітумів за певними фізико-хімічними параметрами, запропонована В.А. Успенським, передбачає виділення генетичних рядів і типів та відображає генетичний ряд перетворення нафти в тверді бітуми. На підставі співвідношення в нафтових об'єктах масел, смол і асфальтенів в даний час прийнято виділяти нафту, мальти, асфальти, асфальтиди та інші

класи, належність до яких відображає їх генезис і, головне, кількісну сторону процесу перетворення вихідної нафти.

Останнім часом тверді, в'язкі і рідко-в'язкі бітуми стали розглядатися в якості самостійного об'єкта вивчення і промислового освоєння як нове, так зване альтернативне, джерело вуглеводневої сировини. Нафти ж в сімействі бітумів утворюють самостійний клас.

За І.С. Гольдбергом, проміжне положення між "нормальними" нафтами і бітумами займають високосірчисті (сума смол і асфальтенів більше 25 %), високов'язкі нафти, які за можливими методами видобування і характером кінцевих нафтопродуктів ближче стоять до в'язких бітумів – мальт, невидобувних звичайними свердловинними методами. Він вважає, що межуючу з мальтами групу високо-смолистої нафти правильніше буде віднести до категорії бітумів, тим більше що в багатьох районах вони просторово суміщені з іншими більш перетвореними різновидами (мальтами, асфальтами) і утворюють з ними генетично єдині зони бітумонакопичування.

В 1983 р Б.А. Клубов опублікував класифікаційну схему природних бітумів, в якій врахував відомі раніше схеми. Він визнав за необхідне на самому початку розділити всі ці речовини на дві умовні групи: звичайні нафти і бітуми, часто зустрічаються, і специфічні бітуми, що зустрічаються відносно рідко. До першої групи належить ряд з шести класів бітумів: нафти, мальти, асфальти, асфальтиди, керити і антраксоліти, до другої групи відноситься п'ять класів бітумів: оксикерити і гумінокерити, а також – озокерити, елатерити і альгарити. Автор не розглядає вуглеводневі гази у складі сімейства бітумів. У схемі складені тільки основні ознаки: хімічні та фізичні. Надалі В.А. Клубов розвинув свої погляди на формування та класифікацію нафти і бітумів на основі нових геологічних і хімічних даних і виклав в узагальнюючій роботі.

Класи бітумів цілком задовільно розмежовуються за ознаками їх розчинності в хлороформі, питомій вазі, твердості (за шкалою Мооса), коксовому числу. Для розчинних у хлороформі бітумів основоположним

залишається запропонований В.А. Успенським зі співавторами ознака – вміст у бітумах масляної фракції.

Незважаючи на різноманітність існуючих класифікацій ПБ, найбільш широке застосування знайшло розділення бітумів на ряди за умовами утворення. Виділяють наступні ряди ПБ:

1. Гіпергенний ряд бітумів формується при окисленні нафти. Наприклад, в приповерхневих умовах, в зоні гіпергенезу нафта дегазується, піддається впливу поверхневих вод. Збільшується її густина, в'язкість, змінюється склад. Нафта перетворюється в мальту і асфальтові бітуми, які заповнюють тріщини чи утворюють кірові покрови на поверхні.

2. Фазово-міграційний ряд бітумів утворюється при диференціації нафт в ході їх переміщення по порах і тріщинах при зміні температури і тиску. При цьому відбувається виділення газу і легких вуглеводнів. В результаті розчин стає перенасиченим, і тверді вуглеводи випадають з нього, заповнюють пори або тріщини. В процесі висхідної міграції по слабопроникних породах смолисті і асфальтенові компоненти втрачають рухомість, осідають в пласті, утворюючи високов'язкі смолисто-асфальтенові нафти.

3. Термально-метаморфічний ряд бітумів формується при деструкції органічних речовин в умовах контактного метаморфізму. При цьому утворюється складний спектр бітумів.

Природні тверді бітуми утворюють скупчення: пластові, жильні (тріщинні), покровні і розсіяні.

1.4 Промислова класифікація нафт – основа раціональної розробки покладів

Як видно з вищевикладеного, існуючі на поточний час класифікації між собою не ув'язані, тому розділення вуглеводневого флюїду на нафту і природний бітум є досить умовним.

Сучасний стан вивчення ВВН і ПБ дозволяє впевнено говорити, що вони істотно відрізняються від традиційних нафт. Їх головною відмінністю є те, що традиційні нафти є ньютонівськими рідинами, рух яких підпорядковується закону внутрішнього тертя. В той же час ВВН і ПБ, у яких внаслідок високого вмісту асфальто-смолистих речовин (АСР) значення динамічної і кінематичної в'язкості суттєво підвищуються, відносяться до неньютонівських (бінгамівських) рідин в'язко-пластичного типу, для яких залежність швидкостей течії від дотичного напруження на контакті з породою має нелінійний характер.

Як і різноманітні суспензійні та колоїдні системи, ВВН і ПБ, на відміну від традиційних нафт і пластових вод, мають структурну в'язкість, що зумовлена утворенням в стані спокою “жорсткої” просторової ґратчастої структури внаслідок підвищеного вмісту асфальто-смолистих компонентів. При напруженнях, що перевищують напруження зсуву τ_0 внаслідок руйнування цієї структури, вони починають поводити себе як ньютонівські рідини.

Ще складнішою є проблема класифікації нафт, серед яких виділяють «нормальні» і так звані важкі або високов'язкі. Проміжне місце серед них займають нафти, які характеризуються підвищеним вмістом сірки, смол та асфальтенів. Як правило в'язкість таких нафт лежить в діапазоні від 5 мПа·с до 30 мПа·с, що не дозволяє згідно з існуючою в Україні класифікацією віднести їх до високов'язких, однак за своїм хімічним складом, фізико-хімічними властивостями, за можливими методами їх вилучення з пласта і характером продуктів їх переробки значно більше тяжіють до ПБ, ніж до традиційних нафт.

Автором був проведений аналіз результатів випробування та експлуатації свердловин 150 нафтових покладів з різним хімічним складом і різними фізико-хімічними властивостями нафти, за результатами якого встановлено, що при підвищеному вмісті в нафті АСР і сірки вона проявляє неньютонівські властивості, внаслідок чого її видобуток традиційними

способами значно ускладнюється або взагалі унеможлиблюється. При вмісті парафіну в нафті більше 2 % при пониженні температури, дегазації нафти в процесі її видобування відбувається його відкладання на стінках свердловинного та промислового обладнання, що викликає ускладнення при експлуатації свердловин та транспортуванні нафти.

З метою визначення граничних значень вмісту АСР, при яких нафта проявляє реологічні властивості, були побудовані численні кореляційні залежності (рис. 1.2-1.10) між густиною, в'язкістю та вмістом смол, асфальтенів, парафінів, сірки та ін., що дозволило встановити основні чинники, які визначають фізико-хімічні властивості нафт. Статистична вибірка включає понад 500 нафтових і нафтогазових покладів 105 родовищ ДДЗ. Фізико-хімічні властивості нафт основних родовищ ДДЗ наведено в таблиці 1.4.

Нафти Дніпровсько-Донецької западини характеризуються надзвичайною різноманітністю хімічного складу і фізико-хімічних властивостей. Від легких нафт конденсатного типу до в'язких високосмолистих нафт і бітумів.

Легкі нафти переважно прозорі майже безбарвні рідини, або слабо пофарбовані в солом'яно-жовті, помаранчеві, коричневі, червонуваті тони, часто з зеленуватим відтінком, летючі і легкорухливі.

В'язкі нафти - найчастіше малопрозорі темні рідини коричневого, бурого і чорного кольору з різноманітними відтінками червонуватих і зеленуватих тонів. Окислені нафти чорного кольору, густі і в'язкі.

Густина нафт родовищ ДДЗ змінюється від 680 кг/м³ (Суходолівське) до 1050 кг/м³ (Яблунівське), вміст смол і асфальтенів - від 0,01 % (Кременівське) до 60 % (Мільківське), парафінів – від 0,02 % (Зачепилівське) до 45,97 % (Ігнатівське), сірки – від 0,01 % (Тростянецьке) до 5 % (Бережівське).

Геохімічна характеристика нафт ДДЗ вивчалася згідно з [38, 58, 59, 60].

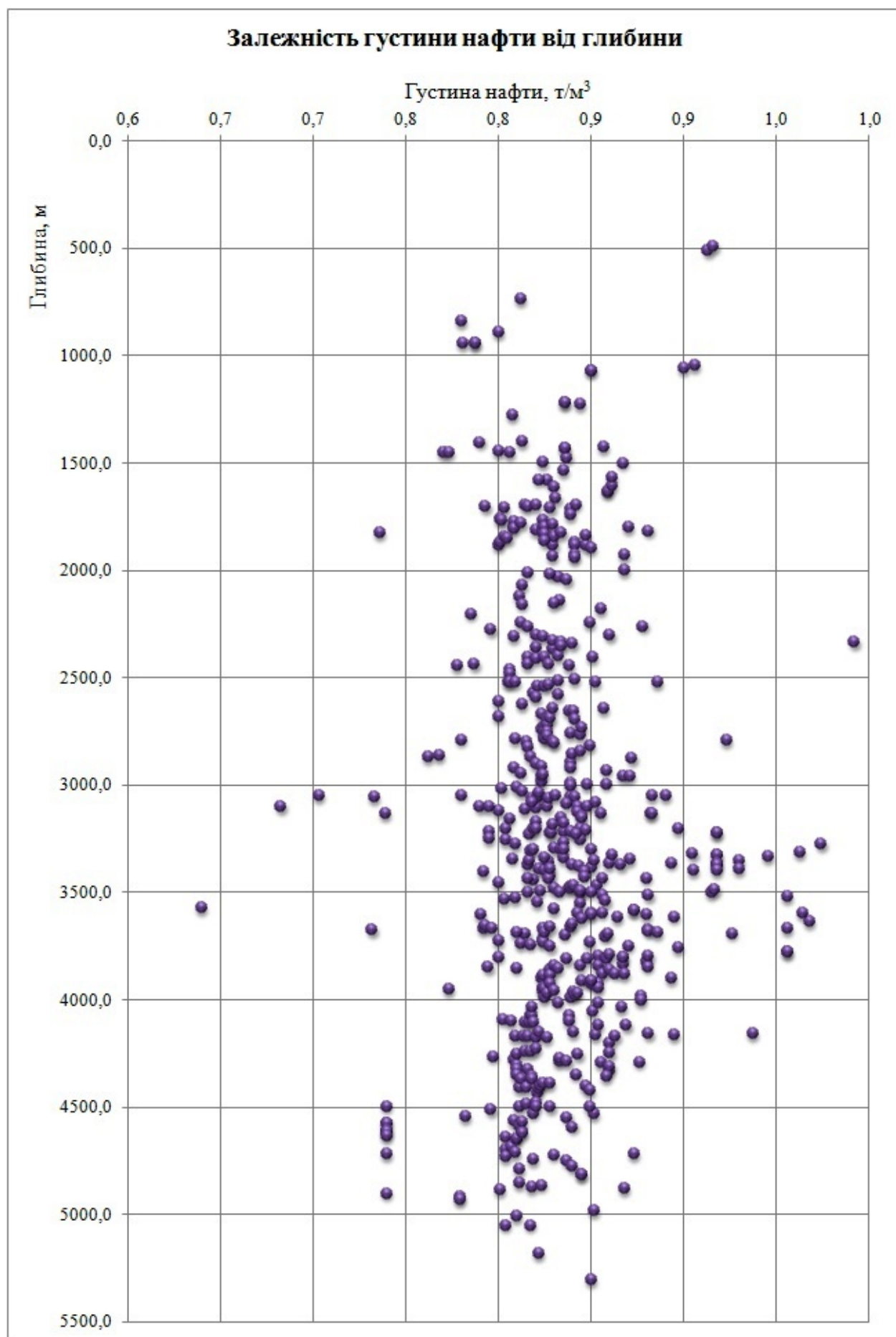


Рис. 1.2 – Залежність густини нафти від глибини

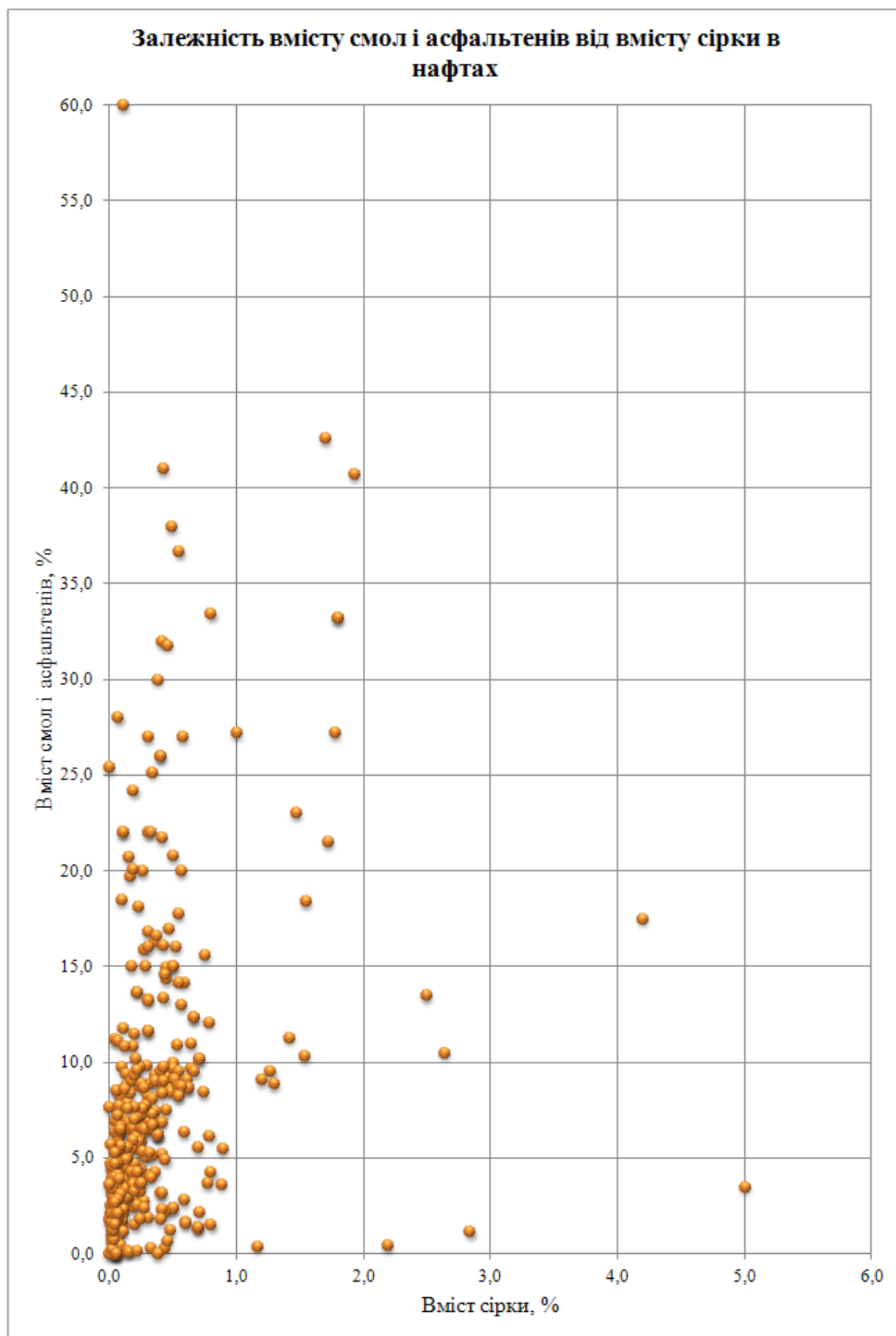


Рис. 1.3 – Залежність вмісту смол і асфальтенів від вмісту сірки в нафтах

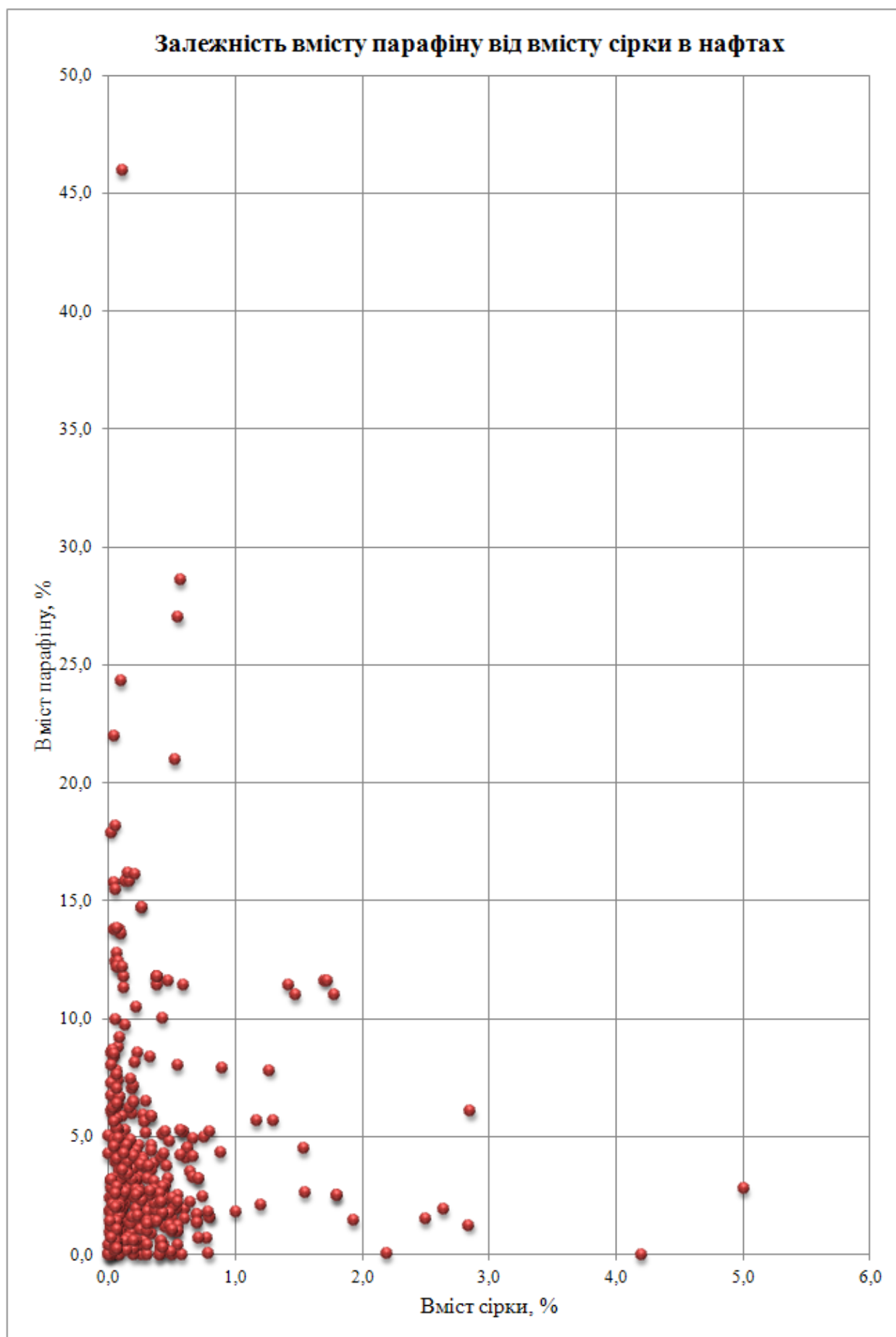


Рис. 1.4 – Залежність вмісту парафіну від вмісту сірки в нафтах

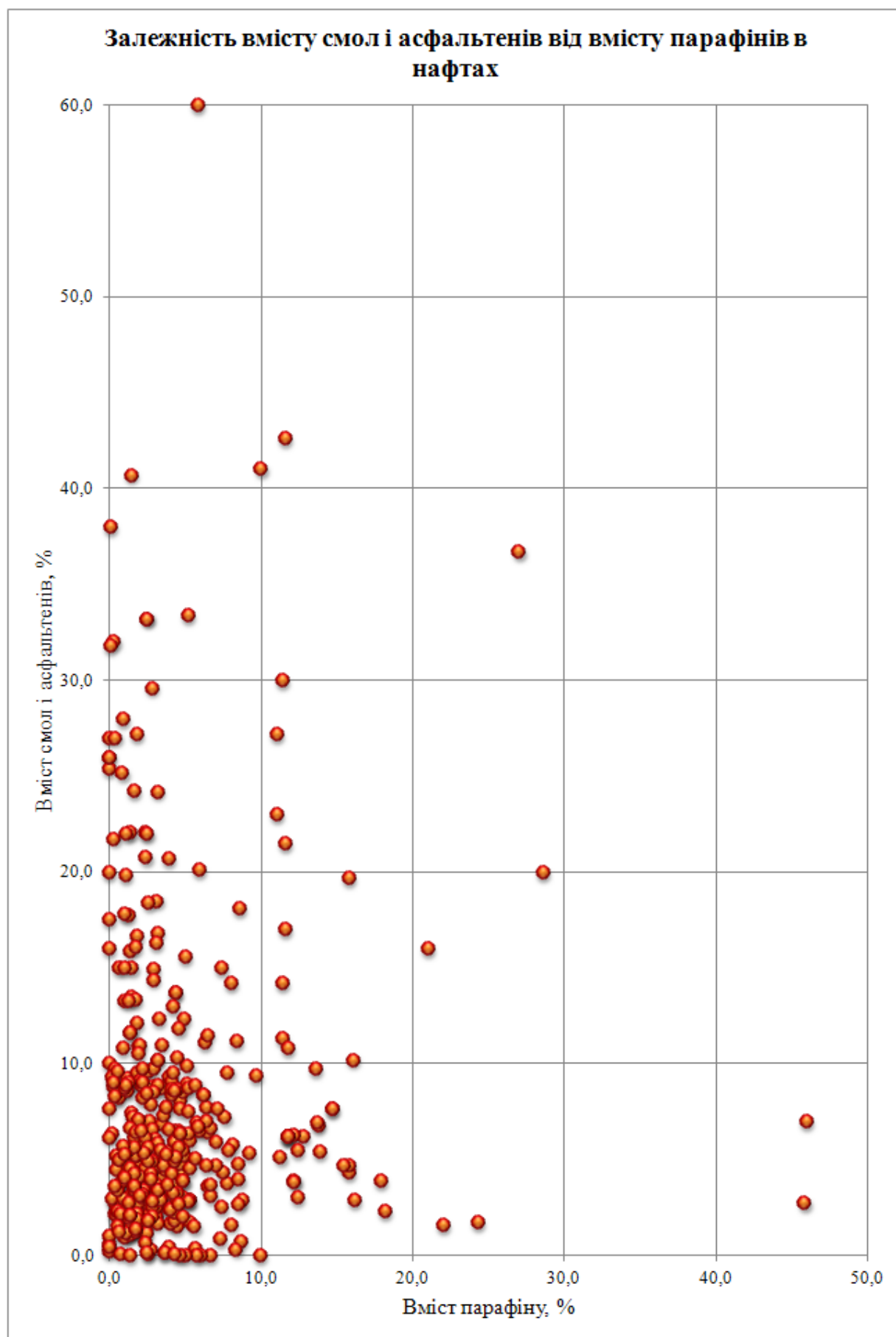


Рис. 1.5 – Залежність вмісту смол і асфальтенів від вмісту парафінів в нафтах

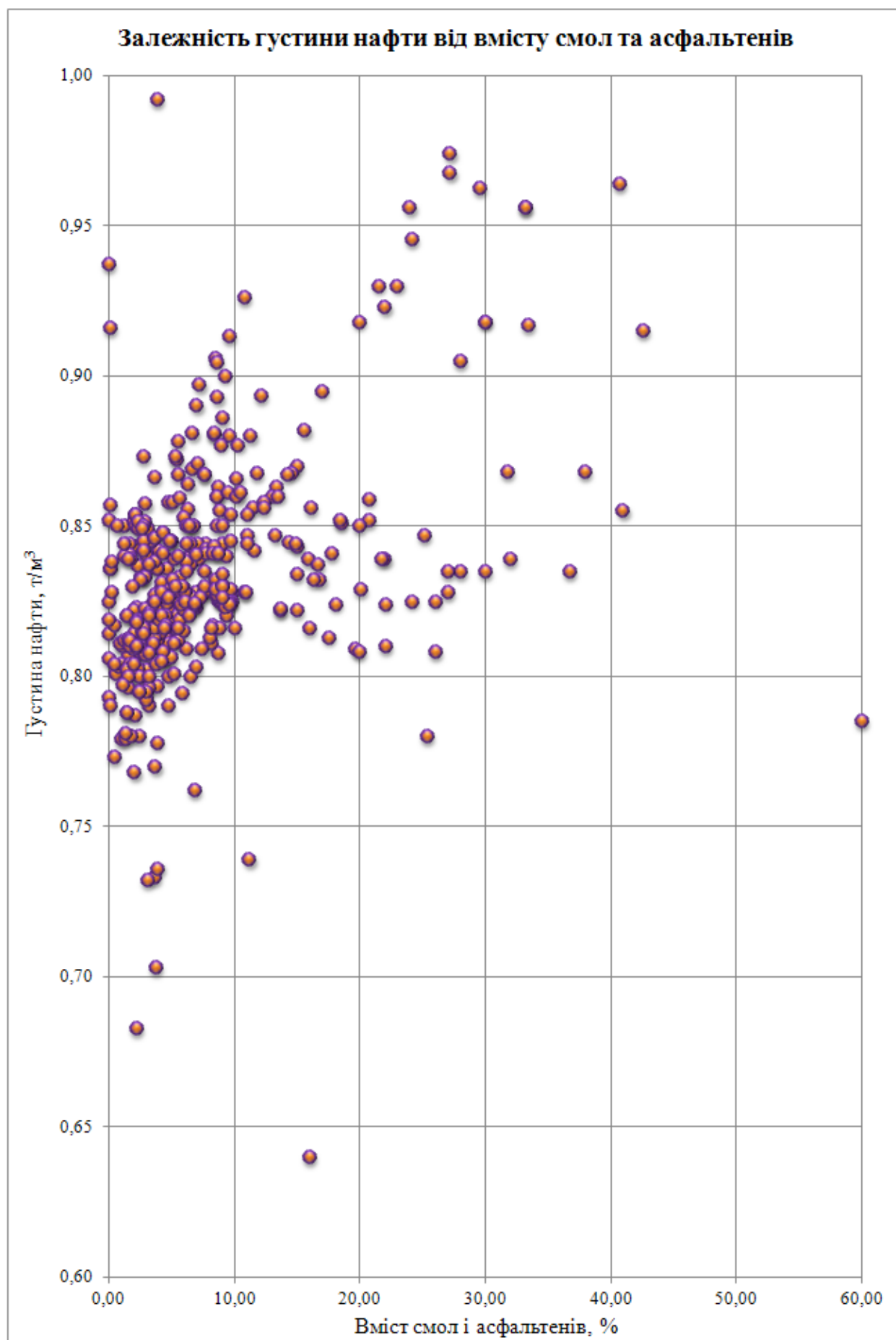


Рис. 1.6 – Залежність густини нафти від вмісту смол та асфальтенів

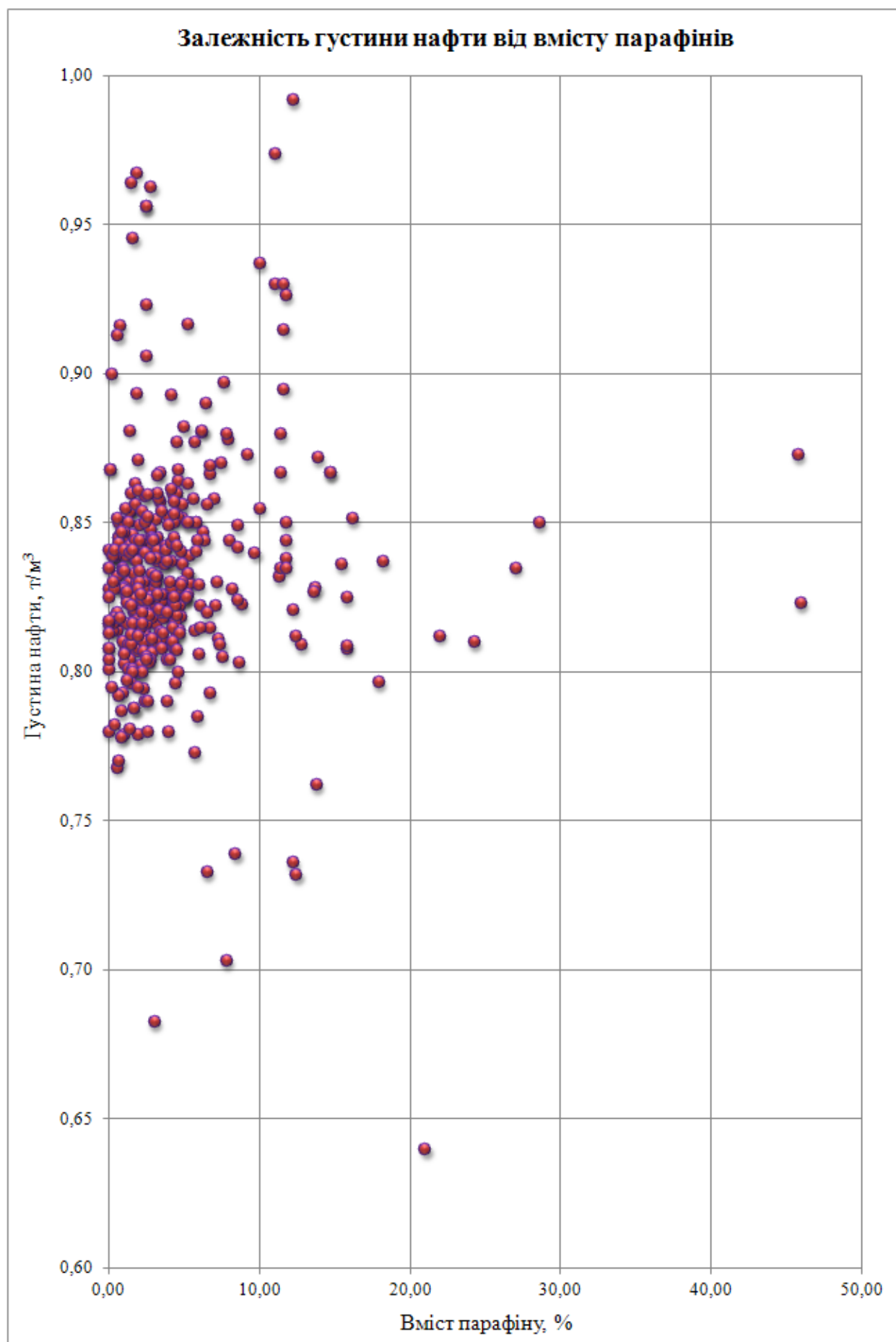


Рис. 1.7 – Залежність густини нафти від вмісту парафінів

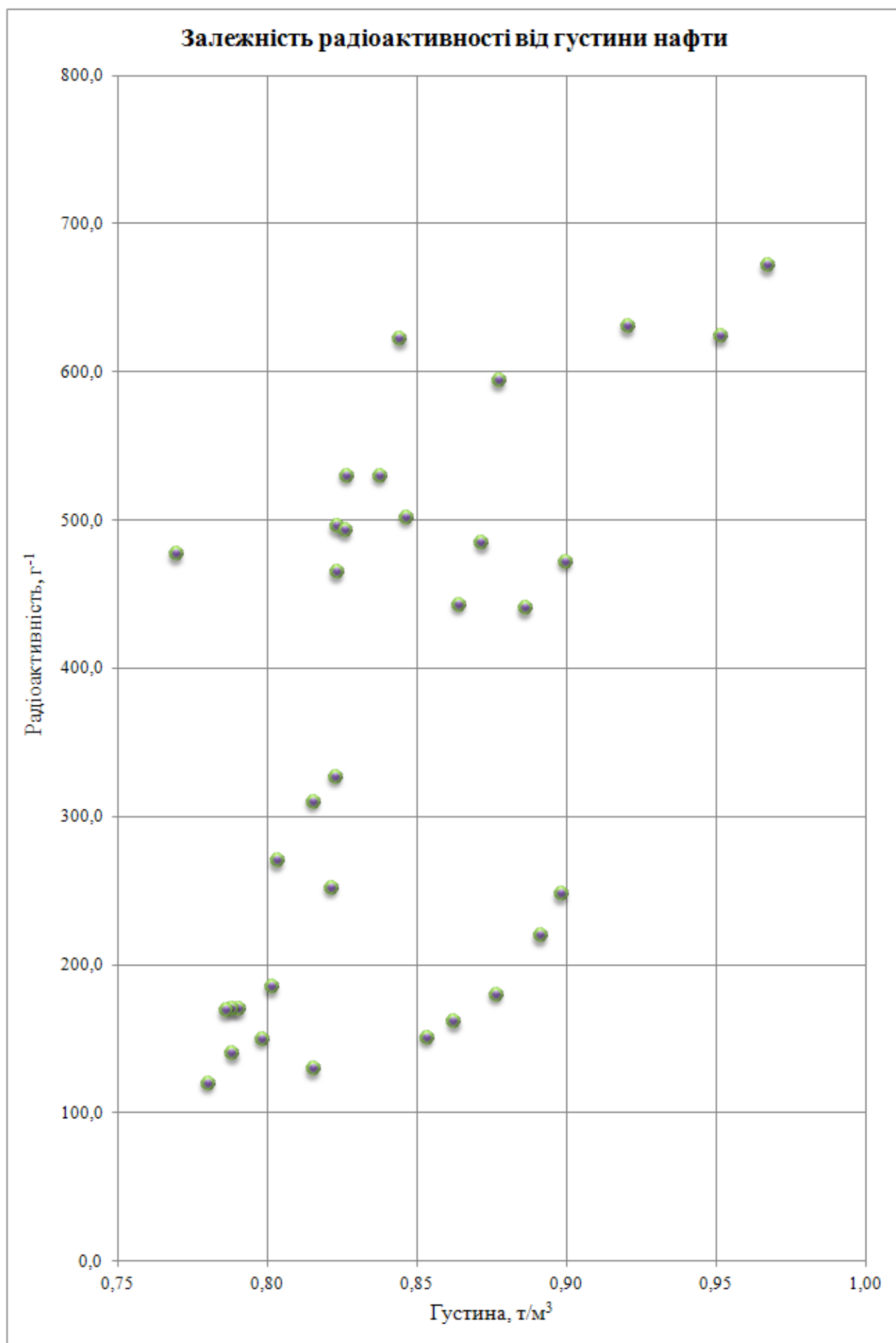


Рис. 1.8 – Залежність радіоактивності від густини нафти

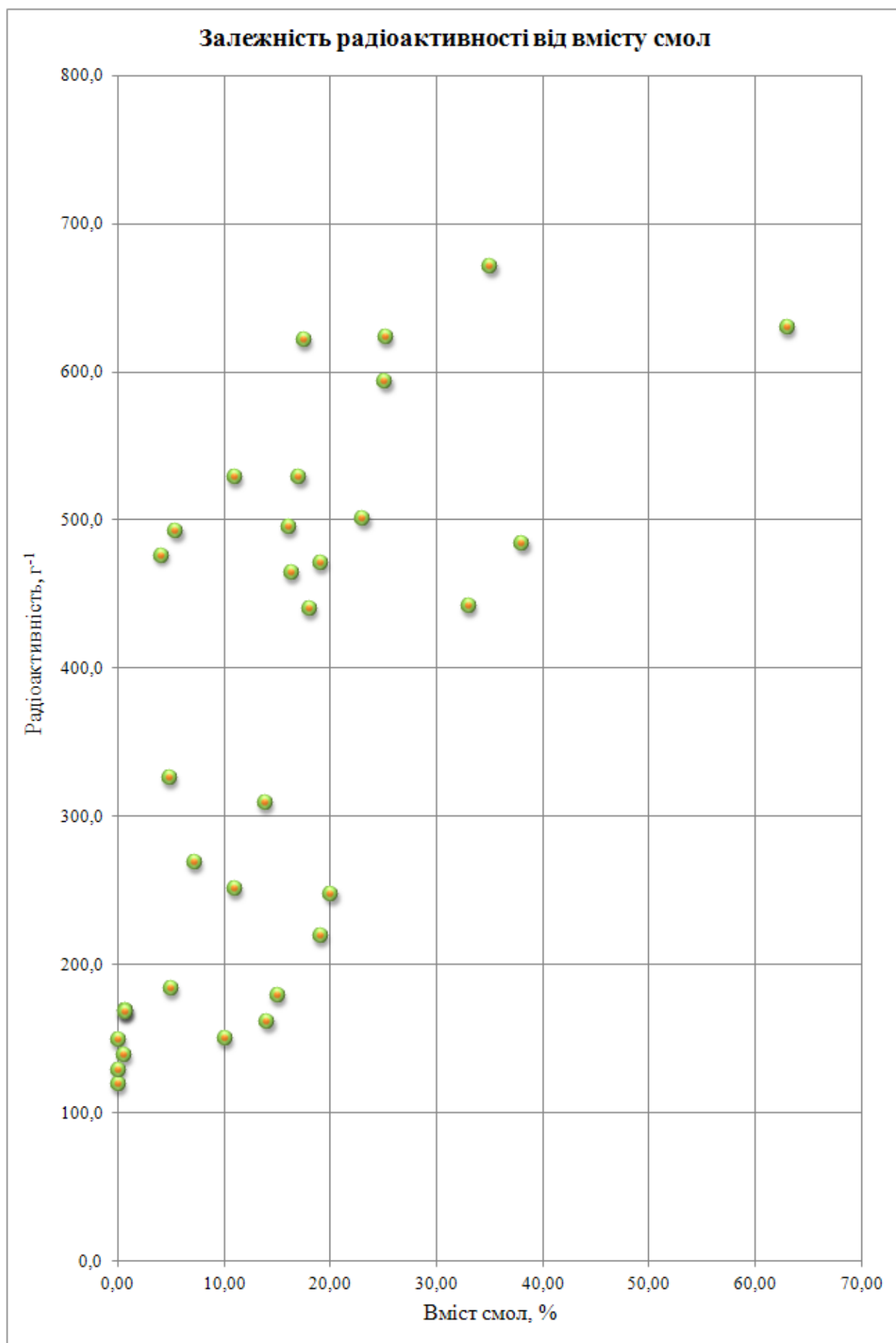


Рис. 1.9 – Залежність радіоактивності від вмісту смол

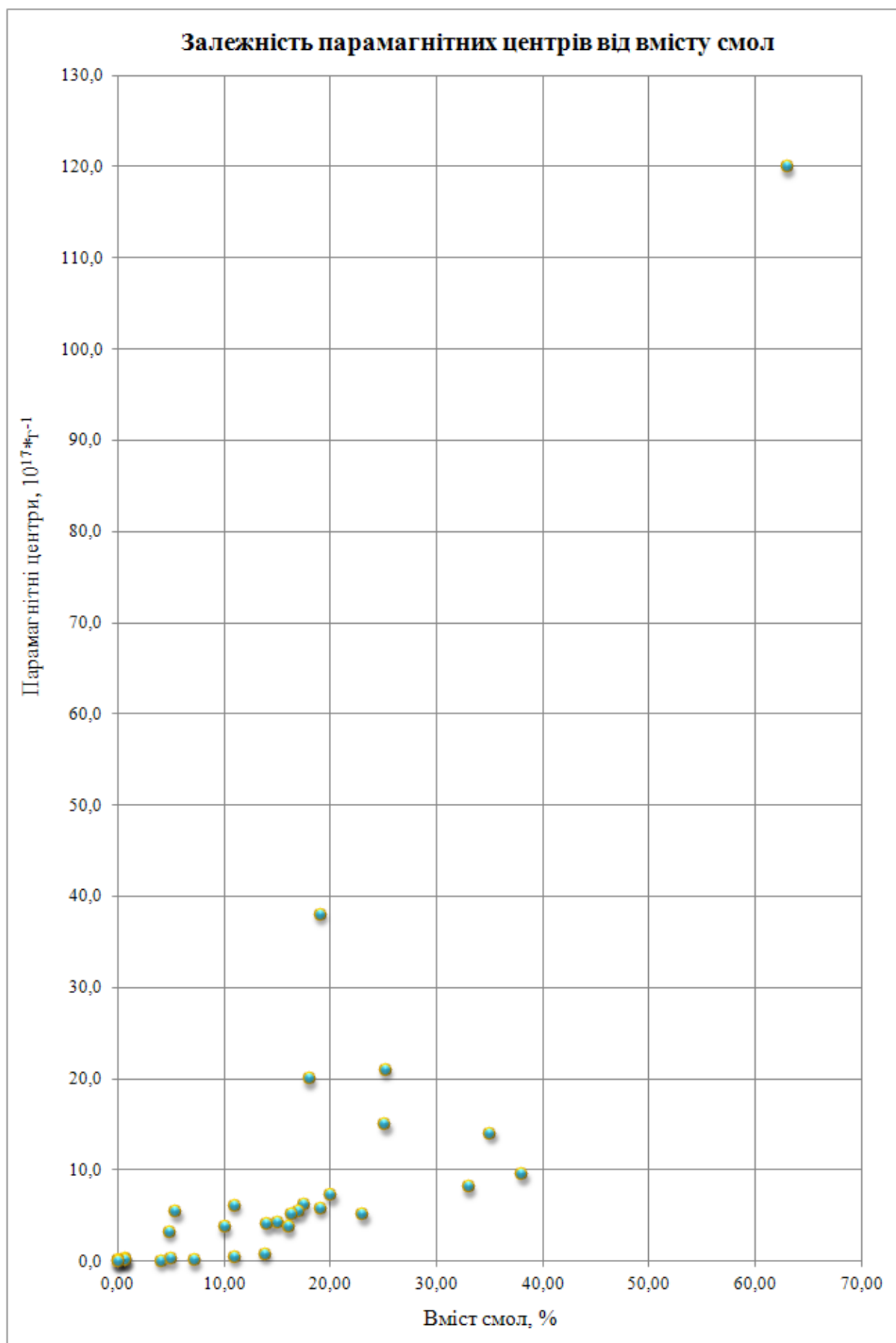


Рис. 1.10 – Залежність парамагнітних центрів від вмісту смол

Таблиця 1.4

Фізико-хімічні властивості нафт основних родовищ ДДЗ

Родовище	Горизонт	Глибина, м	Густина нафти, т/м ³	Вміст сірки, %	Вміст парафіну, %	Вміст смол і асфальтенів, %
1	2	3	4	5	6	7
Макіївське	М а	1440-1457	0,773	н\д	н\д	н\д
Новотроїцьке	В . К . К .	3290-3550	0,828	0,172	4,14	4,245
Новотроїцьке	В .	3270	0,8089	0,16	15,8	19,7
Новотроїцьке	В .	3340	0,8076	0,13	3,46	8,74
Новотроїцьке	В .	3390	0,822	0,18	7,04	5,92
Новотроїцьке	В .	3465	0,853	0,18	4,3	5,92
Сухівське	Т .	5048	0,817	2,19	0,025	0,44
Бугруватівське	В .	3270	0,974	1,78	11,03	27,2
Бугруватівське	В .	3310	0,9625		2,8	29,6
Бугруватівське	В .	3350	0,93	1,47	11,03	23
Бугруватівське	В .	3331	0,9454		1,6	24,2
Бугруватівське	В .	3390	0,93	1,72	11,63	21,5
Бугруватівське	В .	3486	0,9167	0,8	5,2	33,4
Бугруватівське	В .	3500	0,915	1,7	11,63	42,6
Бугруватівське	В . В .	3580-3640	0,895	0,47	11,63	17
Бугруватівське	В .	3631	0,9675	1	1,8	27,2
Бугруватівське	В .	3820	0,88	1,42	11,4	11,3
Бугруватівське	В .	3840	0,844		2	11
Бугруватівське	Т .	3850	0,832	0,12	11,28	5,1
Бугруватівське	Т .	3860	0,8594		2,6	5,6
Бугруватівське		3909	0,845	0,44	4,28	4,9
Бугруватівське		3963	0,8404		5,8	6,9
Голубівське	С . С .	1225	0,844	0,077	6,39	7,72
Голубівське	С . С . С . В .	1321-1543	0,836	0,059-0,1	4,89	3,104-4,68
Голубівське	В . В . В . В . В .	1956-2128	0,837	0,195	4,175	3,22
Голубівське	Т .	2296-2307	0,86	0,568	4,2	12,98
Бахмацьке	В .	2787	0,923	0,33	2,5	22/4,03
Петрушівське	В в Гайове склепіння	4181-4310	0,86	н\д	н\д	н\д
Петрушівське	В н Гайове склепіння	4294-4310	0,81	н\д	н\д	н\д
Петрушівське	В . Гайове склепіння	4318-4328	0,81	0,04	2,62	2,17
Петрушівське	В . Гайове склепіння	4473-4487	0,815	0,026	6,71	3,12
Петрушівське	В в Купинське склепіння	4197-4200	0,86	н\д	н\д	н\д
Петрушівське	В в Купинське склепіння	4280-4284	0,833	0,08	5,28	2,9
Петрушівське	В в Петрушівське склепіння	4328-4288	0,86	0,62	4,48	8,66
Петрушівське	В в Петрушівське склепіння	4402-4418	0,822	0,22	4,41	13,68
Петрушівське	В . Петрушівське склепіння	4635-4646	0,804	0,095	4,06	1,67
Петрушівське	В в	4328	0,8599	0,62	4,48	8,66
Петрушівське	В в	4402,2	0,8224	0,22	4,41	13,68
Петрушівське	В в	4500-4522	0,796	0,062	4,44	1,53
Миколаївське	В в В н	3980	0,877	1,54	4,5	10,3
Миколаївське	В в	4000	0,877	1,3	5,7	8,9
Роменське	брекчія важкі нафти	52-454	0,9374	30	0,7	18,7-42,7
Роменське	брекчія легкі нафти	52-454	0,8568		58,5	
Монастирищенське	В .	3352	0,826	0,13	5,26	4,55
Монастирищенське	В .	3356	0,827	0,1	13,6	9,74
Прилуцьке	Б .	1496	0,824	0,23	8,56	18,1
Прилуцьке	Б . Б . Б .	1530-1684	0,83	0,23	н\д	н\д
Прилуцьке	С .	1706	0,828	0,18	0,9	10,82
Прилуцьке	С . С .	1781-1865	0,834	0,18	н\д	н\д

Продовж. табл. 1.4

1	2	3	4	5	6	7
Прилуцьке	В .	1783	0,829	0,19	5,96	20,11
Прилуцьке	В .	1795	0,825	0,29	5,15	9,85
Прилуцьке	В в В н	1831	0,825	0,19	3,17	24,19
Прилуцьке	В . В . В в В н	1861-2000	0,829	0,23	н\д	н\д
Малосорочинське	В .	2380-2430	0,851	0,096	3,15	18,49
Малосорочинське	В .	2495-2540	0,852	0,151	3,93	20,72
Малосорочинське	В .	2624-2660	0,857	н. д.	н. д.	н. д.
Яблунівське	М .	3167-3279	0,918			30
Яблунівське	М в	3222-3422	0,918			30
Яблунівське	М н	3364-3372	0,918			20
Яблунівське	М .	3277-3442	0,8934	0,78	1,81	12,09
Яблунівське	М .	3366-3428	0,905			28
Яблунівське	Б .	3498-3696	0,962-0,967	1,925	1,44	40,705
Яблунівське	Б .	3504-3529	0,956	1,8	2,51	33,21
Яблунівське	Б .	3690-3855	0,956			24
Яблунівське	С .	3728-3791	0,9262	0,12	11,8	10,8
Яблунівське	В .	3619-4288	0,899-0,826	0,34	5,835	6,705
Яблунівське	В .	3667-4153	0,899-0,826	0,34	5,835	6,705
Яблунівське	В .	3657-3948	0,867	0,26	14,73	7,62
Яблунівське	В .	3870-3877	0,893	0,27	4,1	8,65
Яблунівське	В .	3894-3901	0,8444	0,12	2,45	
Яблунівське	В .	4120-5500	0,845	0,14	0,65	5
Голубівське	С . С . С . В .	1321-1543	0,836	0,059-0,1	4,89	3,104-4,68
Личківське	С н блок св .	2503,8-2528,8	0,8052	0,05	7,5	4,35
Личківське	С . блок св .	2525,6-2549,6	0,825	0,04	15,78	4,72
Личківське	Фм в блок св .	3716,6-3783,6	0,8281	0,04	13,75	6,91
Личківське	Фм в блок св .	3696-3780	0,8122	0,04	22	1,6
Личківське	Фм в блок св .	3649-3678	0,7967	0,02	17,9	3,87
Личківське	Фм н блок св .	3815,6-3881,6	0,81	0,095	24,3	1,71
Личківське	Фм в блок св .	3770,2-3845,2	0,8369	0,05	18,2	2,29
Личківське	ФМ . ФМ .	3699-3895	0,8	сліди		2,5
Богданівське	ПК	1880	0,8	0,235	4,6	6,47
Богданівське	М . М . М . М . Б . Б . Б .	2025	0,832	0,3	3,2	16,83
Богданівське	В . В .	2983	0,823	0,16	4,3	6,47
Сагайдацьке	М .	1041	0,905-0,908	0,74	2,04-2,92	10,46-6,43
Сагайдацьке	С .	1690	0,842		4,49	2,78
Сагайдацьке	С .	1038-1070	0,9	0,2	0,21	9,3
Ігнатівське	В .	2300-2569	0,827	0,05	1,67	3,65
Ігнатівське	Т в	2350-2460	0,825	0,88	4,33	3,65
Ігнатівське	Т с	2250-2400	0,829	0,093	2,8	4,9
Ігнатівське	Т .	2258	0,878	0,89	7,88	5,49
Ігнатівське	Т .	2340	0,84	0,13	9,7	3,5-9,4
Ігнатівське	Т .	2250-2360	0,824	0,075	1,58	4,03
Ігнатівське	Фм в	2300-2360	0,834	0,084	0,91	н\д
Ігнатівське	Фм н	2330-2370	0,834	0,084	0,91	н\д
Ігнатівське	Фм в	2650-2830	0,823	0,107	45,97	6,98
Зачепилівське	Б . С . С . С .	700-970	0,78	відс	0,02	25,4
Зачепилівське	С .	735	0,812	0,6	1,9	1,7
Зачепилівське	С .	888	0,7999	0,8	1,6	1,5
Зачепилівське	С а	940	0,781	0,7	1,4	1,3
Зачепилівське	С б	941	0,7877	0,7	1,7	1,4

Для нафт ДДЗ характерний широкий діапазон значень концентрації парамагнітних центрів (КПЦ) (табл. 1.5): від $5 \cdot 10^{14}$ (Шкрупіївське родовище) до $3,8 \cdot 10^{18}$ (Сагайдацьке родовище).

Таблиця 1.5

Фізико-хімічні властивості нафти ДДЗ (за [38, с.51] з доповненням автора)

Номер свердловини	Вік продуктивного горизонту	Глибина відбору проби, м	Густина нафти, кг/м³	Вміст, %		δC ¹³ , % (за Г.П. Мамчуром)	КПЦ, г ⁻¹	β-радіоактивність, Бк·г ⁻¹
				смол	сірки			
Сагайдацьке родовище								
13	C ₂	1036-1042	900	19,0	1,36	-29,2	3,8*10 ¹⁸	472
14	C ₂	1116-1120	886	18,0	1,32	-28,7	2,0*10 ¹⁸	441
Радченківське родовище								
58*	C ₁	1210-1230	898	20,0	1,35	-28,1	7,2*10 ¹⁷	248
110	C ₁	1317-1323	891	19,0	1,20	-27,5	5,8*10 ¹⁷	220
109	C ₁	1324-1329	876	15,0	0,98	-27,6	4,2*10 ¹⁷	180
16	C ₁	1410-1419	862	14,0	0,81	-25,1	4,0*10 ¹⁷	162
22	C ₁	1586-1593	853	10,0	0,70	-25,0	3,8*10 ¹⁷	151
Кишинівське родовище								
6*	C ₁	1425-1428	871	38,0	1,33	-26,5	9,5*10 ¹⁷	485
1	C ₁	1426-1435	864	33,0	1,30	-26,2	8,2*10 ¹⁷	443
Гнідинцівське родовище								
28	P	1580-1585	844	17,5	0,70	-26,3	6,2*10 ¹⁷	622
85*	P	1610-1625	837	17,0	0,52	-25,8	5,4*10 ¹⁷	530
84	P	1630-1633	823	16,3	0,12	-24,5	1,2*10 ¹⁷	465
Богданівське родовище								
2*	C ₂	1720-1735	846	23,0	0,64	-26,1	5,1*10 ¹⁷	502
9	C ₂	1770-1775	823	16,0	0,27	-25,1	3,8*10 ¹⁷	496
10	C ₂	1740-1785	770	4,0	0,16	-23,8	1,2*10 ¹⁵	477
Прилуцьке родовище								
24*	C ₁	1701-1710	951	25,2	1,36	-29,0	2,1*10 ¹⁸	624
24*	C ₁	1849-1856	877	25,1	1,28	-28,5	1,5*10 ¹⁸	594
14	C ₁	1854-1857	826	11,0	0,5	-25,1	6,1*10 ¹⁷	530
Новогригорівське родовище								
57	C ₁	1910-1920	826	5,4	0,52	-24,8	5,4*10 ¹⁷	493
52	C ₁	2000-2020	822	4,8	0,63	-25,0	3,2*10 ₁₇	327
Рибальське родовище								
118*	C ₃	2500-2510	815	13,8	0,30	-23,8	7,8*10 ¹⁶	310
Яблунівське родовище								
12*	C _{2b}	3547-3544	967	35,0	1,35	-30,1	1,4*10 ¹⁸	672
11	C _{1v}	3762-3800	821	11,0	1,05	-24,3	4,7*10 ¹⁶	252
11	C _{1v}	3832-3856	801	5,0	0,30	-24,1	3,0*10 ¹⁶	185
11	C _{1v}	3942-3946	790	0,7	0,05	-23,1	2,1*10 ¹⁶	170
11	C _{1t}	4708-4718	788	0,6	0,03	-23,0	1,2*10 ¹⁶	170
2	C _{1t}	5052-5046	786	0,6	0,02	-23,0	1,0*10 ¹⁶	169
Харківцівське родовище								
7	C ₁	3705-3766	920	63,0	1,52	-30,0	1,2*10 ¹⁹	631
8	C ₁	4786-4815	803	7,2	0,02	-24,1	5,0*10 ¹⁵	270
10	C ₁	3280-4930	788	0,5	сліди	-23,0	Менше 10 ¹⁴	140
409	C ₁	3357-5375	771	0,02	сліди	-22,8	Зв'язку немає	Фон
Ярівське родовище								
1*	C ₁	5009-5053	0,7980	0,03	сліди	-23,0	9,7*10 ¹⁵	150
Шкрупіївське родовище								
3	D ₂	5093-5532	7800	0,01	сліди	-22,6	5,0*10 ¹⁴	120

Важкий ізотоп δC^{13} концентрується переважно в окислених сполуках, якими в рідких вуглеводнях є смоли і асфальтени. Вміст важкого ізотопу збільшується δC^{13} зростає з глибиною.

За даними ЯМР були встановлені наступні закономірності в структурних фрагментах групового складу конденсатів і нафт.

Зі збільшенням глибини відбору проби зростає співвідношення між аліфатичними і аліциклічними структурами. Для конденсатів і нафт збільшується ступінь ізомеризації парафінової і нафтової структур. У зоні великих глибин для всіх вуглеводневих систем зменшується ступінь ароматизації. Знижується роль не заміщених ароматичних структур, особливо для нафт. Підвищується роль слабо заміщених ароматичних структур. Співвідношення між α - і β -заступниками ароматичних УВ в нафтах з глибиною зменшується. Така перестройка в структурних фрагментах вуглеводневих систем спостерігається до глибини 4500-5000 м. Вуглеводневі поклади в зоні, що перевищує цю глибину, набувають спільних рис і разом з тим втрачають характерні відмітні признаки, властиві вуглеводневим системам верхній частині розрізу. Такі поклади близькі за складом і властивостями (див. табл. 1.6). Протонний коефіцієнт P_6 (по С.Т.Зелізної) становить 0,18-1,54.

Таблиця 1.6.

**Фізико-хімічні властивості бітумів в нафтогазоносних структурах
Дніпровсько-Донецької западини (за [38, с.55] з доповненням автора)**

Номер свердловини	Індекс продуктивного горизонту, (глибина), м	Густина нафти, кг/м ³	КПЦ, спін*г ¹	δC^{13} , % (за Г.П. Мамчуром)	Радіоактивність, Бк *г ⁻¹	Протонний коефіцієнт ароматичності ЯМР (за С.Т. Зелізною) P_6
Богданівське родовище						
2*	А-2 (1700)	961	$7,3 \cdot 10^{18}$	-30,0	825	0,136
19*	А-2 (1820-1832)	912	$3,8 \cdot 10^{18}$	-29,8	620	0,152
Яблунівське родовище						
13*	Б-5 (3455-3476)	1050	$6,2 \cdot 10^{18}$	-31,0	1023	0,121
11	В-17 (3762-3800)	903	$1,0 \cdot 10^{18}$	-30,2	930	0,182
Перекопівське родовище						
3	В-19 (4420-4429)	968	$3,2 \cdot 10^{18}$	-30,5	720	0,100
1	В-26 (4658-4670)	965	$3,0 \cdot 10^{18}$	-30,3	680	0,108

Примітка: - *свердловина у розломі.

Аналіз отриманих кореляційних залежностей дозволив встановити наступне.

- збільшення густини нафти прямопропорційно залежить від вмісту в ній АСР;
- при існуванні загальної залежності між густиною і в'язкістю нафт зустрічаються випадки, коли підвищена в'язкість зумовлена значним (15-20 %) вмістом парафінів;
- між радіоактивністю нафт і вмістом АСР існує пряма залежність – чим більший вміст АСР, тим вища радіоактивність;
- між величиною парамагнетизму і вмістом АСР в нафті існує пряма залежність – чим більший вміст АСР, тим більша кількість парамагнітних центрів;
- при вмісті АСР в нафті менше 10 % і вмісті сірки менше 0,5 % чітких кореляційних залежностей між цими параметрами не спостерігається. При вмісті АСР більше 10 % і вмісті сірки більше 0,5 % між ними існує пряма залежність – із збільшенням вмісту сірки зростає вміст АСР;
- при вмісті АСР менше 10 % і вмісті парафінів менше 10 % чітких кореляційних залежностей між цими параметрами не спостерігається. При вмісті АСР більше 10 % і вмісті парафінів більше 10 % між ними існує обернено пропорційна залежність – чим більший вміст парафінів в нафті, тим менший вміст в ній асфальтенів;
- вміст парафінів в нафті практично не залежить від вмісту сірки. При досить вузькому діапазоні зміни вмісту сірки в нафті вміст парафінів змінюється від перших одиниць відсотка до десятків відсотків.

Це дало підставу здобувачу включити аномально смолисті нафти в групу ВВН і ПБ та при вирішенні поставлених в дисертаційній роботі задач розглядати їх в комплексі.

На базі отриманих залежностей між вмістом основних сполук в нафті (сірки, парафінів, асфальтенів, смол), які визначають її фізико-хімічні

властивості, розроблено узагальнену промислову класифікацію нафт (див. табл. 1.7).

Таблиця 1.7

Промислова класифікація нафт

Тип нафти	Вміст, %			Особливості розробки покладів
	смола і асфальтени	парафінів	сірки	
традиційні	до 10	до 10	до 0,5	можуть розроблятися на природних режимах виснаження без впровадження вторинних методів і агентів дії на привибійну зону пласта (ПЗП); ускладнення при експлуатації свердловин не пов'язані з фізико-хімічними властивостями нафти.
аномально парафіністі	менше 5	більше 10	до 0,5	можуть розроблятися на природних режимах виснаження; ускладнення при експлуатації зумовлені утворенням парафінових пробок в НКТ і шлейфах, кольматацією ПЗП внаслідок охолодження (при газліфтному способі експлуатації).
аномально смолисті	від 11 і більше	менше 5	більше 0,5	розробка традиційними методами малоефективна або неможлива; необхідно впровадження вторинних методів розробки із застосуванням горизонтальних свердловин і агентів дії на пласт; без подавання в свердловину розчинників її експлуатація ускладнюється частим виходом з ладу свердловинного обладнання, пов'язаного з проявом реологічних властивостей ВВН і ПБ.

Застосування даної класифікації на практиці що дозволяє вже на початкових етапах геологічного вивчення покладу обрати раціональний метод його розробки та спосіб експлуатації свердловин.

РОЗДІЛ 2

ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ЗАЛЯГАННЯ, ОСНОВНІ РИСИ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ПОКЛАДІВ, ЗАКОНОМІРНОСТІ РОЗМІЩЕННЯ І ПРОГНОЗ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ У ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ

2.1. Основні риси геологічної будови та нафтогазоносності

Вивченню геологічної будови Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) присвячено значну кількість робіт [61-75].

ДДЗ є складовою частиною Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену, який простягається від південних околиць Білоруського масиву до ріки Дон і змінюється на південному-сході системою грабенів, які тягнуться до передгір'я Тань-Шаню.

На території України в складі Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену знаходяться ДДЗ і його Донецький сегмент - Донецька складчаста область. Межа, яка відділяє ДДЗ від Прип'ятського прогину проходить по західному схилу Брагинсько-Лоевського поперечного виступу. Між ДДЗ і Донецькою складчастою областю вона має складний характер і проводиться по лінії поширення верхньопермських відкладів. (рис.2.1)

В адміністративному відношенні ДДЗ розташована на території Чернігівської, Полтавської, Харківської і, частково, Київської, Сумської, Дніпропетровської, Донецької і Запорізької областей.

Западина утворилася в склепінні древнього Сарматського (Українсько-Воронезького) щита дорифейської Східно-Європейської платформи в результаті його підняття при розширенні речовини мантії і наступного опускання по глибинних розломах присклепінної частини (рифтова стадія). Бортові частини западини формувалися в післярифтовий етап внаслідок залучення в прогинання прилягаючих ділянок дислокованого палеощита.

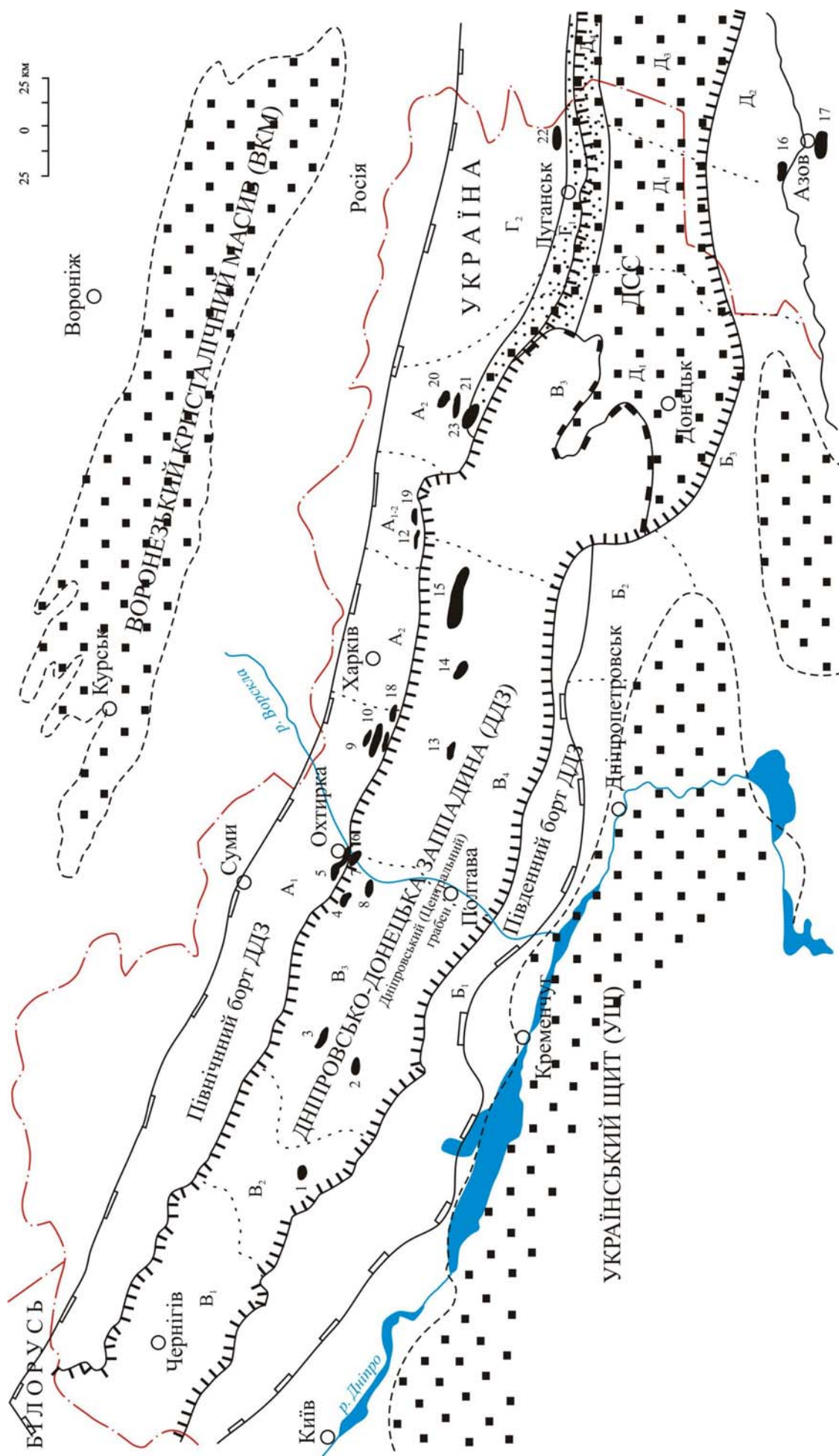


Рис. 2.1 – Оглядова схема району робіт (за Гладуном В.В., 2012, з доповненням автора)

В межах ДДЗ виділяються три основних тектонічних елементи: північний борт, південний борт і Дніпровський грабен (ДГ), які відносяться до структур I порядку. Північний борт одночасно є південним схилом Воронезького масиву, де поверхня порід кристалічного фундаменту занурюється в сторону рифта під кутами від $1-2^{\circ}$ до $5-6^{\circ}$ і перекрита осадовими відкладами, товщина яких складає від 200 м до 3 км, а місцями досягає більше 4 км. Південний борт западини є одночасно північно-східним схилом Українського кристалічного щита (УЩ), де поверхня кристалічного фундаменту поступово занурюється від виходів його на денну поверхню до південного крайового розлому. Глибина занурення фундаменту по цьому розлому змінюється в межах 1-3 км, кути нахилу його поверхні від $1-2^{\circ}$ до $5-6^{\circ}$. Товщина осадового чохла змінюється від 0 км до 2,5 км. В Дніпровському грабені (ДГ) фундамент занурений на значну глибину – до 12,5 км. На південний захід від північного та на північний схід від південного крайових розломів в межах ДГ виділяються, відповідно, північна і південна прибортові зони (структури II порядку), які простягаються вздовж крайових розломів і відділяються від осьової (центральної) частини грабена (структура II порядку) розломами значної амплітуди. За даними геофізичних досліджень і глибокого буріння амплітуда південного крайового розлому змінюється від 0,2 км до 6 км. Північний крайовий розлом характеризується збільшенням амплітуди від 1,5 км до 5 км в напрямку з північного заходу на південний схід.

Південна та північна прибортові зони мають такі загальні ознаки [64, 66, 76-82]:

- стрімке порівняно з бортами занурення поверхні докембрійського фундаменту в напрямку центральної частини грабена;
- швидке зростання у тому ж напрямку товщини практично всіх стратиграфічних підрозділів фанерозою, особливо кам'яновугільної системи;
- більший, ніж на бортах, ступінь дислокованості осадового чохла.

Прибортові зони по простяганню не є однотипними елементами

грабена, що зумовлено зміною характеру рухів фундаменту протягом тривалого часу геологічного розвитку району. При цьому знаки і швидкості переміщення окремих блоків та характер і напрям напружень по-різному змінювалися в часі, що позначилося на характері дислокацій прибортових зон. Далеко не повсюдно в їх межах поширені товщі девону і, тим більше, активний галокінез. У північній та південній прибортових зонах виділяються ділянки з підвищеною тектонічною активністю і мобільністю, які різко відрізняються на фоні відносно стабільних зон як зі сторони бортів, так і зі сторони центральної частини грабена. Вони простежуються від Городищенського (на півночі) та Старохутірського (на півдні) виступів фундаменту до, відповідно, Валківської структури та західного схилу Самарсько-Вовчанського виступу фундаменту. З даними мобільними підзонами прибортових зон пов'язані прояви активного галокінезу. Далі на схід простягається територія з відносно спокійним моноклінальним заляганням палеозойських і мезо-кайнозойських відкладів, у межах якої на півночі виділяються Зміївська та Борівська, а на півдні Близнюківська та Красноармійська монокліналі. Характерною особливістю південної частини є те, що на Красноармійській монокліналі відсутні мезозойські відклади. На півночі між вищезначеними монокліналями спостерігається територія, яка за ступенем і характером складчастості осадового чохла наближається до мобільної частини зони (Шевченківська затока). Отже, в межах прибортових зон западини за характером тектонічних рухів і утворених при цьому дислокацій осадового чохла, ступенем активності галокінезу та повнотою стратиграфічного розрізу виділяються наступні підзони: мобільні (північна і південна), моноклінальні (північна і південна), перехідна та відкритої монокліналі. Приосьова зона Дніпровського грабена також неоднорідна за своєю будовою. Перш за все, звертають на себе увагу два її крайніх елементи: північно-західна і південно-східна центрикліналі, де дислокації осадового чохла успадковують геологічну будову сусідніх надпорядкових структур, відповідно, Прип'ятського. Крім цього, в приосьовій зоні з північного заходу

на південний схід виділяються ще три підзони: мобільна, крупних валів і депресій, передмезозойських соляних куполів.

Центральна зона грабена характеризується найбільшими глибинами залягання фундаменту, має простішу будову, але морфологія поширених в її межах структурних форм змінюється в південно-східному напрямку. На північному заході виступи фундаменту (Брагінсько-Лоївський, Брусилівський, Кошелівський та ін.) чергуються з депресіями (Скорінецька, Ніжинська, Гужівська, Срібненська та ін.), а на південному сході депресії відокремлюються між собою сідловинами різної протяжності і висоти. Відносне перевищення виступів і сідловин, які розділяють депресії, складає 1-1,5 км. В осадовій товщі приосьова зона і зони западин в районі розломів фіксуються по значному розвитку в них соляних штоків і солянокупольних структур.

Борти також мають відносно спокійну будову. Вони ускладнені численними диз'юнктивними порушеннями, але їх амплітуди на порядок менші, ніж в межах грабена. Однак, порівняно з грабеном, серед порушень істотно збільшується кількість неузгоджених скидів, які разом з узгодженими скидами утворюють мікрограбени.

Особливої уваги заслуговують крайові розломи, які складені з частин відносно прямолінійних тектонічних порушень, об'єднаних в одну зону. Тому їх треба сприймати як зони складного генезису і морфології, які є складною сукупністю порушень, що утворюють систему дрібних блоків.

Геофізичними методами досліджень в фундаменті ДГ установлена серія тектонічних порушень глибинного характеру, які розчленовують кристалічний фундамент на ряд крупних блоків, які мають вигляд горстів і грабенів. За особливостями будови кристалічного фундаменту в межах грабена виділено чотири мегаблоки: Чернігівський, Лохвицький, Полтавський і Ізюмський. Амплітуди поперечних розривних порушень змінюються від перших сотень метрів до 1 км.

В 2009 р. Ю.О. Арсірій та ін. детально проаналізували дослідження по вивченню докембрійського фундаменту та побудували карту поверхні кристалічного фундаменту ДДЗ. Глибини залягання фундаменту в грабені збільшуються від 1-1,5 км (Брагінсько-Лоевський виступ) до 18-19 км (поблизу відкритого Донбасу).

Фундамент западини складений різними метаморфічними, кристалічними і інтрузивними породами архею і протерозою, які є реліктами мегаструктур Українського щита і Воронежської антеклізи. На південному сході регіону в основі ДДВ передбачається порівняно вузький грабен, виповнений ймовірно рифейськими, можливо, вулканогенними утвореннями.

Потужна (близько 10 км) товща рифейських утворень залягає, за даними геофізичних досліджень на глибині 10 і більше кілометрів від поверхні і прослідковується зі сторони Донецької складчастої області до м. Полтави. Тут вона обмежена поперечною дорифейською Криворізько-Комарицькою глибинною структурною зоною. Припускається, що до складу рифейської товщі входили яшми, ефузивні породи, пісковики, чорні вуглисті сланці та ін. Наявність товщ рифейського віку підтверджується в Овруцькому грабені.

У геологічному розрізі Дніпровсько-Донецької западини виділяють складчасту основу і платформний чохол. Виявлено, що останній представлений девонськими, кам'яновугільними, пермськими, тріасовими, юрськими, крейдовими, палеогеновими, неогеновими і четвертинними відкладами.

У літологічному відношенні розріз западини складають переважно теригенні породи. Крім того, тут розвинуті три соленосні товщі (нижньо-пермська, фаменська, франська), дві ефузивні в девоні, а також карбонатні – у верхній крейді, нижньобашкирському, нижньовізейському і турнейському ярусах. Сумарна товщина відкладів змінюється від 1 км до 16 км. Характерною особливістю будови Дніпровського грабена є розвиток

солянокупольної тектоніки, зумовленої наявністю соленосних товщ. Соляна тектоніка має великий вплив на формування локальних структур.

Перші геологічні основи високих перспектив нафтогазоносності ДДЗ були закладені в довоєнний період вивчення її будови, які ґрунтувались на фундаментальних дослідженнях Д.Є. Айзенверга, В.Г. Бондарчука, В.Б. Порфір'єва, В.О. Сельського та ін. Нині у межах ДДЗ відкрито понад 220 родовищ, у яких запаси газу становлять близько 74 %, нафти – майже 19 % і конденсату – приблизно 7 % [83].

Встановлено, що продуктивними осадовими комплексами регіональної нафтогазоносності є турнейсько-нижньовізейський і верхньовізейсько-серпуховський, локальної – тріас-юрський, субрегіонально-локальної – нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний і субрегіональної – девонський. Основні поклади вуглеводнів у западині приурочені до кам'яновугільних і нижньопермських відкладів. Глибина залягання продуктивних комплексів змінюється від 400 м до 6300 м [83].

Регіональними покришками є глинисто-сульфатні і соленосні відклади франського ярусу; соленосні товщі верхнього фамену; глинисті породи башкирського і московського ярусів; глинисті і соленосні відклади пермі; глини верхнього тріасу і байосу-бату.

Розподіл по стратиграфічному розрізу початкових геологічних ресурсів нафти і газу такий [83]: девонський продуктивний комплекс вміщує 8 % цих ресурсів; турнейсько-нижньовізейський – 16 %, верхньовізейсько-серпуховський – 37 %, середньокам'яновугільний – 17 %, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний – 31,4 % і тріас-юрський – 0,6 %. Найбільші прогнозні ресурси (понад 70 %) зосереджені у Срібненському і Глинсько-Солохівському (понад 34 %), Анастасіївсько-Рибальському (26,1 %) і Машівсько-Шебелинському (11,5 %) нафтогазоносних районах. Одиничні поклади виявлені в осадових породах юри, тріасу, девону та в докембрійських кристалічних утвореннях [83, 84].

Колекторами служать пісковики, алевроліти, гравеліти, тріщинуваті й кавернозні хемогенні відклади, а в деяких випадках і тріщинуваті породи кристалічного фундаменту западини. Відкрита пористість колекторів – від 1-3 % до 30 %, інколи більше. Проникність значною мірою залежить від тріщинуватості і змінюється від 0,0001 мкм² до 3 мкм² [83, 84].

Поклади нафти і газу приурочені до локальних структур переважно блокової і солянокупольної природи. Розмір структур від 2х3 км до 15х40 км, їх амплітуди від 50 м до 1000 м.

У нафтогазогеологічному районуванні на території ДДЗ різними авторами [85-90] виділено від 2 до 15 нафтогазоносних районів і від 16 до 48 зон нафтогазонакопичення.

На сучасному рівні вивченості в ДДЗ виділяють 14 нафтогазоносних районів, в яких можна виокремити 32 зони нафтогазонакопичення [83].

Вздовж приосьової зони ДДЗ з північного заходу на південний схід виділяють шість районів (Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, Срібненський нафтогазоносний, Глинсько-Солохівський газонафтоносний, Машівсько-Шебелинський газонаосний, Співаківський газонаосний і Кальміус-Бахмутський перспективний). У північній прибортовій частині западини виділяють два райони (Анастасівсько-Рибальський нафтогазоносний і Рябухінсько-Північноголубівський). Вздовж всього північного борту западини вузькою смугою простягається один нафтогазоносний район – Північного борту. У південній прибортовій зоні виділено три райони (Антонівсько-Білоцерківський перспективний, Руденківсько-Пролетарський газонафтоносний і Октябрсько-Лозовський перспективний), на північних окраїнах Донбасу – два (Краснорецький газонаосний і Лисичанський перспективний).

На поточний час в ДДЗ відкрито понад 220 родовищ нафти і газу [91].

Серед дослідників [61, 92-97 та ін.] поширена думка, що у північно-західній частині ДДЗ (Чернігівська і частково Сумська області) переважають нафтові родовища, в центральній (Полтавська і північ Харківської обл.) –

нафтогазові, а в південно-східній частині (південний схід Харківської і північний схід Донецької областей) – газові родовища. Проведений автором аналіз цього питання дав змогу внести певні корективи в ці уявлення.

На сьогоднішній день щонайменше на 14 родовищах ДДЗ (Гадяцьке, Солохівське, Березівське, Чутівське, Руновщинське, Валюхівське, Червоноярське, Котлярівське, Новоселівське, Ульяновське, Коробочкинське, Наріжнянське, Іскрівське, Чкалівське), які до недавнього часу вважалися виключно газовими, виявлено нафтові поклади. В структурно-тектонічному відношенні дані родовища розташовані в центральній та південно-східній частинах ДДЗ.

Як правило, нафтові поклади вищезгаданих родовищ були відкриті випадково, при переведенні свердловин на вищезалягаючі горизонти. В більшості випадків нафти цих покладів характеризуються підвищеним вмістом АСР і в'язкістю, і за уявленнями автора їх можна віднести до ВВН і ПБ. За результатами ГДС переважаюча більшість колекторів відкритих покладів (Гадяцьке, Березівське, Коробочкинське та ін.) характеризувалася як «обводнений», «з залишковими вуглеводнями», або «з невизначеним характером насичення».

В той же час на Горобцівському родовищі, яке на сьогоднішній день вважається газоконденсатним, припливи нафти з серпуховських відкладів були отримані ще в 1950-1960 рр. в розвідувальних свердловинах. На Михайлівському газовому родовищі в розвідувальних св. 1, 2, 3 у серпуховських відкладах були зафіксовані численні нафтопрояви. Але отримання потужних фонтанів газу із верхньовізейських (Михайлівське родовище) та візейських і серпуховських (Горобцівське родовище) відкладів не сприяло постановці подальших пошуково-розвідувальних робіт на нафту.

Підсумовуючи вищевикладене, можна припустити, що закономірності розподілу покладів вуглеводнів на території ДДЗ, крім загальноприйнятих критеріїв, які базуються головним чином на гіпотезах походження нафти [93-

95, 98-102], визначаються також ступенем геологічного вивчення певної території.

В зв'язку з цим при визначенні закономірностей просторового поширення покладів ВВН і ПБ на території ДДЗ автором було розглянуто питання закономірностей поширення покладів нафти і газу, виходячи з критеріїв як органічної гіпотези, так і з критеріїв неорганічної теорії походження нафти.

2.2 Геологічні умови залягання покладів високов'язких нафт і природних бітумів

Вивченню питання закономірностей поширення покладів нафти, газу, ПБ в різних геологічних умовах, в тому числі і в ДДЗ, внесли такі видатні українські вчені як І.В. Височанський, В.К. Гавриш, І.В. Грінберг, Г.Н. Доленко, В.М. Зав'ялов, В.О. Краюшкін, М.Р. Ладиженський, В.Ф. Лінецький, О.Ю. Лукін, Б. Й. Маєвський, Р.М. Новосілецький, В.Б. Порфір'єв, С.І. Субботін, І.І. Чебаненко, Є.Б. Чекалюк та ін. Більшість з них розглядали питання розміщення покладів в контексті їх генезису, оскільки основне завдання гіпотези походження вуглеводнів полягає у поясненні закономірностей поширення покладів нафти і газу та можливості їх прогнозування.

На сьогодні, як і сто років тому, існує дві базові гіпотези походження нафти і газу – органічна (біогенна) і неорганічна (абіогенна) та їх різновиди.

Органічна гіпотеза бере свій початок з поглядів М.В. Ломоносова. В першій половині XX ст. вона сформувалася у вигляді теорії нафто-материнських світ, а в подальшому трансформувалася в осадово-міграційну концепцію або теорію мікронафти. Геологічною основою даної концепції було вчення про формування і розвиток геологічних структур внаслідок вертикальних тектонічних рухів.

Поява в другій половині XX ст. тектоніки літосферних плит призвела

до суттєвих труднощів в розвитку осадово-міграційної концепції. Так з'явилася геодинамічна модель утворення нафти, згідно якої процес генезису нафтогазових систем генетично пов'язаний з глобальними процесами розкриття і закриття океанів. Процес перетворення органічної речовини в крапельно-рідинну нафту активується сильним тепловим потоком, тому інтенсивне занурення відкладів не обов'язкове, якщо органічна речовина затягується з відкладами в зони з жорсткими термобаричними умовами (100-400 °C) [19, с.46].

Однак на саме складне питання – як з крапельно-рідинної нафти формуються величезні та гігантські поклади нафти, прихильники біогенної концепції походження нафти переконливої відповіді не дають [19]. Виникають певні труднощі і з прогнозуванням зон нафто- та газонакопичення на підставі уявлень про біогенне походження вуглеводнів. Так, області переважно нафтонакопичення характеризуються сапропелевим типом органічної речовини, яка відклалася в морських умовах; області переважно газонакопичення – гумусовим типом органічної речовини, яка відклалася в континентальних умовах [101].

Подібну зональність розміщення родовищ нафти і газу в ДДЗ В.А. Вітенко також пояснює вихідним типом розсіяної органічної речовини, але на сьогодні можна сказати, що реальний зв'язок між фазовим станом покладів вуглеводнів і типом органічної речовини досить випадковий і, як правило, відсутній. На багатьох окремих або сусідніх родовищах встановлена непередбачуване чергування в вертикальному розрізі нафтових і газових покладів, яке ніяк не можна пояснити типом нафтоматеринської органічної речовини [101].

В останні роки з'явилося декілька різних трактувань біогенезу нафтових систем, які намагаються привести у відповідність теоретичні уявлення з просторово-часовими аспектами нафтогенезу і якісними властивостями реальних нафтогазових систем. Найбільшу цікавість з цієї точки представляє флюїдодинамічна концепція Б.О. Соколова, яка пояснює

ряд факторів, що не могли бути поясненими раніше з позиції осадово-міграційної теорії. Флюїдодинамічна концепція опирається перш за все на положення про зв'язок нафтоутворення і нафтонакопичення з потужними товщами осадових порід. Вихідною речовиною є захоронені рештки життєдіяльності різних елементів біосфери. Підймання розігрітої мантийної речовини призводить до деструкції земної кори. По цих зонах відбувається переміщення з глибин Землі флюїдних потоків. Це забезпечує посилення теплового потоку і створює умови для катагенезу відкладів і активації процесу. Джерелом розігріву є занурена частина нафтоматеринських порід. Продукти дегазації мантийної магми виступають не тільки як тепломасоносії, але і як засіб перетворення осадових порід. Таким чином, в результаті взаємодії двох різнонаправлених речовинно-енергетичних потоків в осадових басейнах виникають нафта і газ [19, с.53].

Поряд з іншими різновидами біогенних концепцій О.Ю. Лукін висунув геосинергетичну концепцію природних вуглеводнево-генеруючих систем [103], згідно якої високоентальпійні суперглибинні флюїди при взаємодії з певним типом корового субстрату (доманікити, горючі сланці, бітумінозне вугілля, скупчення більш древніх нафтидів, кристалічні породи з сорбованими і капсульованими вуглеводнями) ініціюють нафтидогенез як спонтанний лавиноподібний процес.

Аналізуючи основні засади сучасних біогенних концепцій нафтогазоутворення, можна зробити висновок про визнання її прихильниками великої ролі потоків глибинних флюїдів у перетворенні органічної речовини на вуглеводні. Фактично ці концепції можна розглядати як крок назустріч абіогенній гіпотезі утворення нафти і газу. Але на відміну, від останньої, прогнозування нафтогазоносності надр на засадах біогенних концепцій обмежується виключно розрізом осадового чохла. Щодо прогнозування нафтогазоносності фундаменту з позиції біогенної концепції, то тут виникає багато труднощів і суперечностей. Особливо гостро ця проблема постає, коли в розрізі осадового чохла досліджуваної площі

продуктивних відкладів не виявлено, а з порід фундаменту отримують промислові припливи вуглеводнів. Так було зі св. 2 Юліївського родовища, де з порід фундаменту отримали промислові припливи нафти і газу, а весь розріз осадового чохла виявився непродуктивним. Пізніше промислова нафтогазоносність фундаменту Юліївського родовища була підтверджена випробуванням ще ряду свердловин.

З позицій глибинного (мінерального) синтезу ВВ поширення зон чистого або переважного нафто- або газонакопичення обумовлюється різним складом ВВ, які поступають у верхні горизонти земної кори. Останній залежить від неоднорідності речовини мантії – неоднорідності в площинному розподілі вуглецю та водню – і, можливо, від глибини розломів, які слугують не лише каналами міграції флюїдів, але й реакторами для синтезу ВВ систем.

У 2000 р. І.І. Чебаненком та співавторами в роботі [104] запропонована нова гіпотеза походження та пошуків нафти і газу – осадово-неорганічна, яка принципово відрізняється від діаметрально протилежних органічної і магматично-неорганічної, хоча і містить елементи кожної з них. Нова теорія дає відповідь на питання, чому переважна більшість нафтових і газових родовищ світу розміщена в місцях великих накопичень осадових порід, тобто в геосинкліналях, рифтогенах та інших западинах земної кори: по-перше, саме в цих геоструктурах зосереджені великі маси вуглецю, необхідного для з'єднання з воднем; по-друге, саме до цих геологічних регіонів по зонах глибинних розломів надходять найбільші кількості ювенільного водню. Перевага осадово-неорганічної теорії перед магматично-неорганічною полягає в тому, що в ній використовується лише один водень, натомість механізм «магматичної» теорії працює лише за умови надходження з внутрішніх зон Землі вже готових нафтових вуглеводнів; такий механізм ще потребує підтвердження, особливо в їх якісному та кількісному відношеннях.

Теорії абіогенного та осадово-неорганічного утворення нафти мають більш значну ресурсну базу, ніж органічна. Геологи-нафтовики вже встановили, що згідно з підрахунками ресурсів ВВ на основі органічної

теорії, нафти людству вистачить не більше ніж на 100 років. З позицій осадово-неорганічної теорії ресурси ВВ значно більші, а можливо, і взагалі виявляться невичерпними.

Значно більші можливості теорії абіогенного походження нафти мають і при вирішенні питань оцінки перспектив нафтогазоносності певних територій, оскільки не обмежуються ні розрізом осадового чохла, ні глибинами залягання прогнозних покладів, ні термобаричними умовами.

Одним, і напевно єдиним, спільним критерієм для прихильників біогенного та абіогенного походження нафти є приуроченість родовища вуглеводнів до зони глибинних розломів, оскільки і одні, і інші розглядали їх як основні шляхи міграції вуглеводнів, незалежно від джерела нафтогенезу.

За час геологічного вивчення ДДЗ в зонах крайових глибинних розломів виявлені великі нафтові та газові родовища, що підтвердило висловлені раніше міркування (Гавриш, 1966 р.) про перспективність крайових розломів Доно-Дніпровського рифта і доцільності постановки тут пошуково-розвідувальних робіт. Перспективними для пошуків нафтогазових родовищ, особливо в девонських відкладах, дослідник вважав зони поперечних глибинних структур і розломів, а найбільш сприятливими для формування великих нафтогазових родовищ – ті ділянки глибинних структур і розломів, де є тектонічні або стратиграфічні пастки та потужні соленосні екрани, наприклад, зона Сміловсько-Холмської структури.

Надійні соленосні покритишки в зоні глибинного розлому підвищують перспективи нафтогазоносності підсольових тріщинуватих порід, а також сприяють міграції по них гарячих розчинів, що призводять до вилуговування карбонатних відкладів і формуванню колекторів (Соколов та ін., 1967 р.) в глибокозалягаючих горизонтах.

Більшість прихильників абіогенного походження нафти слідом за Н.А. Кудрявцевим вважає, що розломи були основними шляхами міграції глибинних флюїдів і відігравали основну роль у розміщенні покладів нафти і газу в тому чи іншому регіоні. На думку Г.Н. Доленка [61, 92, 93] основними

шляхами міграції глибинних вуглеводнів були саме поперечні розломи. Закономірності в розподілі нафтових і газових покладів Дніпровсько-Донецької западини цей дослідник пояснює глибиною проникнення поперечних розломів. Там, де останні досягають великих глибин, утворюються нафтові родовища завдяки надходженню нафти з глибших зон мантиї. На ділянках розвитку порушень меншої глибини утворюються газові родовища в результаті надходження газу з верхніх зон мантиї. Він виділяє три етапи нафтогазонакопичення (постгерцинський, посткіммерійський і постальпійський), які співпадають з інверсійними етапами тектонічного розвитку регіону.

Абсолютно іншої точки зору стосовно часу формування нафтогазових покладів дотримується В.Б. Порфір'єв. Згідно з його уявленнями, формування нафтогазових покладів відбувалося протягом міоцен-четвертинного часу. До цього на Землі не було нафтових родовищ. Нафта поступила з глибини з усіма властивостями, які притаманні нафті в умовах її природного залягання. Згідно концепції Порфір'єва глибинні флюїди піднімалися по тектонічних порушеннях в сильно нагрітому стані під величезними тисками, проникали в пористі породи, насичені водою. Це зумовлювало ефект дуже подібний гідравлічному розриву пласта. Як підтвердження своєї концепції дослідник розглядає скупчення жильних графітів Українського щита і нафту, запечатану в кварцових зальбандах графітових жил у Криворізькому залізорудному районі в межах однойменного глибинного розлому.

С.І. Субботін [105, 106], як і В.Б. Порфір'єв, вважав, що нафта – речовина глибинна. На Землю вона потрапила разом з іншими компонентами при формуванні планети із хмари газо-пилової і уламкової матерії. Виділення і акумуляція нафтових вуглеводнів відбувається в місцях формування платформних і геосинклінальних прогинів, особливо в зонах глибинних розломів.

І.І. Чебаненко [75, 78, 104], найбільш сприятливими ділянками для накопичення нафтогазових покладів розглядав вузли перетину декількох

систем розломів і внутрішні (розташовані з боку западини) крайові частини регіональних розломів. Він рекомендував як першочерговий об'єкт для постановки пошуково-розвідувальних робіт територію північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини, де широко розвинені девонські ефузивні утворення. Ця територія іншими дослідниками (Хохлов та ін., 1967 р.) віднесена до малоперспективних.

Зіставляючи сітку розломів певної території з розташуванням нафтових і газових родовищ, І.І. Чебаненко (1971 р.) зробив висновок, що головну роль в розповсюдженні родовищ цього регіону мають розломи північно-східного простягання. Родовища ніби нанизані на ці розломи.

Дещо іншої точки зору щодо впливу глибинних розломів на формування родовищ та покладів вуглеводнів дотримувався В.М. Зав'ялов [94]. Він вважав, що не всі розломи є шляхами міграції вуглеводнів, а тільки найбільш глибокі. У процесі розвитку розломів відбувалося переформування покладів на родовищі – руйнування і утворення нових.

Переважає поширення в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини газових родовищ, а на північному заході – нафтових, на думку В.Ф. Ніконова (1967 р.), зумовлено неоднаковою активністю глибинних розломів, які «омолоджуються» у напрямку до складчастого Донбасу.

В.Ф. Лінецький [107] припускає, що глибинні розломи утворилися при землетрусах, які повторювалися циклічно і тривалий час. Якщо в зоні розриву знаходився рідкий флюїд, то кожне землетрус сприяв трансформації сейсмічного удару в гідравлічний удар. Під дією останнього флюїд спрямовувався догори.

Вивчення просторового розміщення покладів ВВН і ПБ показало, що максимальні їх концентрації приурочені до структур, що прилягають до місць взаємоперетину глибинних розломів. На багатопластових родовищах, до яких приурочені основні запаси ВВН і ПБ, ділянки локалізації покращених колекторських властивостей на різних стратиграфічних рівнях переважно

співпадають у плані, що може бути обумовлено єдиною системою наскрізних тріщинуватих зон, сформованих в процесі міграції глибинного флюїду.

За результатами досліджень (Е.Г. Бурова, Т.П. Сафронова, С.В. Атанасяна, 1987 р.) було встановлено, що в межах одного родовища у зонах тріщинуватості і подрібнення відзначається і підвищена бітумінозність порід, включно до відкладів фундаменту. При цьому склад бітумоїдів порід фундаменту має певні ознаки подібності з вуглеводневим складом нафти.

Спектральними дослідженнями (Б.Й. Маєвський, 1994 р.) на прикладі Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену виявлено [108], що породи у зонах диз'юнктивної порушеності вміщують Co, Mg, Cu, Rb, Ni, Mo, Cr та інші мікроелементи в підвищеній кількості в порівнянні з непорушеними ділянками.

Основною умовою концентрації нафти та газу в промислових масштабах незалежно від геоструктурної приуроченості осадового басейну за Б.Й. Маєвським [108], є активний тектоно-флюїдодинамічний режим. Найбільша інтенсивність проникнення глибинних (підкорових і корових) флюїдів і тепла, що сприяли активному катагенезу органічної речовини та виносу деякої частини вуглеводнів, мали в місцях розлому земної кори і неотектонічної активності, що проявляється у підвищеній тріщинуватості осадового покриву. Такий режим з однієї сторони забезпечує транспортування вуглеводневих флюїдів, а з другого здійснює вивільнення порового і тріщинного просторів геологічних тіл від раніше заповнюючих їх підземних вод і створення, таким чином, у них об'ємів для формування покладів вуглеводнів (В.Ю. Керимов, М.З. Рачинский, 1990 р.). Мігруючи у верхні частини осадового басейну газорідинна система диференціюється на шляхах міграції, внаслідок чого виникає відповідна вертикальна зональність нафтогазоносності [108].

За даними О.Ю. Лукіна (2003 р.) в ореолах з максимальними стратиграфічними глибинними діапазонами нафтогазоносності у різних нафтогазоносних регіонах, розташованих над мантийними плюмами, на

певних глибинах для кожного із регіонів появляються чисельні ін'єкції макроскопічно однорідної темнокольорової пелітоморфної полімінеральної речовини (ТППГР), приуроченої до етилолітизованих тріщин гідралічного розриву і зон дроблення в найбільш міцних породах. У мінеральному складі основною складовою є шунгіт з домішками твердих вуглецевих мінералів (графіт, карбін, фулерени). Геохімічні особливості ТППР однозначно свідчать про безпосередній зв'язок флюїдів з аномальною мантиєю [109].

Таким чином, різними дослідниками у різний час були встановлені певні структурно-геометричні закономірності розміщення нафтових та газових родовищ (ланцюгове, кущове та змішане просторове) та визначені ознаки чисто структурного зв'язку родовищ нафти та газу із зонами розломів [110].

Аналіз геологічних умов і територіального розміщення нафтогазоносних провінцій, областей, зон і родовищ нафти та газу в межах різних континентів світу свідчить про те, що формування й просторове розташування їх в земній корі пов'язані, головним чином, з структурно-тектонічною будовою певних ділянок та їх літолого-фаціальним складом.

Виходячи із основних факторів формування покладів ВВН і ПБ різних нафтогазоносних провінцій світу, здобувачем проаналізовані геологічні передумови їх утворення в ДДЗ [32]. При цьому розглядалися стратиграфічні, структурно-тектонічні, літологічні, гідрогеологічні, термобаричні чинники та прямі нафтобітумопрояви. Висновки автора ґрунтуються на аналізі та узагальненні геолого-промислової інформації по більш ніж 220 родовищах нафти і газу та більш ніж 50 площ ДДЗ, на яких в різний час, починаючи з 30-их рр. ХХ ст. проводилися геологорозвідувальні роботи на нафту, газ та вугілля.

На поточний час, виходячи з критеріїв віднесення нафт до ВВН і ПБ, яких дотримується здобувач, в ДДЗ поклади ВВН і ПБ встановлено більш ніж на 30 родовищах нафти і газу, які перебувають в розробці. Прямі ознаки нафтобітумоносності зафіксовано на 40 розвідувальних площах.

Характеристика основних родовищ наведена в таблицях 2.1-2.3.

ВВН і ПБ ДДЗ характеризуються широким діапазоном змін як хімічного складу, так і фізико-хімічних властивостей. Їх густина змінюється від 850 кг/м^3 до 1000 кг/м^3 , вміст смол і асфальтенів – від 10,5 % до 60 %, парафінів – від 1,5 % до 5 %, сірки – від 0,5 % до 30 % [83, 91].

В стратиграфічному відношенні макропрояви та поклади ВВН і ПБ виявлені по всьому осадовому чохлау в різних стратиграфічних комплексах – від девонського (Грибоворуднянська, Холмська, Дмитрівська та ін. площі) до палеогенового (Шульгівська площа) і залягають в парагенезі з традиційними газовими та нафтовими покладами багатопластових родовищ. Макропрояви та поклади ВВН і ПБ приурочені до інтервалу глибин від 94 м (Шульгівська площа) до 3850 м (Яблунівське родовище).

При цьому тісного зв'язку покладів ВВН і ПБ з перервами в осадконакопиченні, як вважають певні дослідники [111] не спостерігається. Кількість покладів приурочених до підрозмивних чи надрозмивних зон співрозмірна з кількістю покладів традиційної нафти в аналогічних умовах [112, 32].

В *структурно-тектонічному відношенні* (Ю.О. Арсірій, 2002 р., 2009 р.) макропрояви і поклади ВВН і ПБ приурочені до мобільної підзони Північної прибортової зони (Роменське, Бахмацьке, Софіївське, Бугруватівське, Качанівське та ін.), підзони крупних валів і депресій Осьової частини (Скоробагатьківське, Глинсько-Розбишівське, Яблунівське та ін.), мобільної підзони Південної прибортової зони (Прилуцьке, Богданівське, Кибинцівське, Сагайдацьке та ін.), а також до центральної частини Північного (Аннівська, Молодовська площі) та південно-східної частини (Царичансько-Павлоградський район) Південного бортів. Більшість покладів тяжіють до зон перетину різнонаправлених тектонічних порушень.

Таблиця 2.1

Загальна характеристика покладів високов'язких нафт і природних бітумів північної прибортової зони ДДЗ

Родовище	Горизонт	Глибина, м	Тип покладу	колектор	Пористість, ч. од.	Проникність, мкм ²	Насиченість, ч. од.	Температура, °С	Пластовий тиск, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Качанівське	Тпк Тп	1372-1690	нафтовий	теригенний	0,188-0,201	0,01-0,093	0,74-0,78	46	н.д.
	К н	2155	нафтовий	теригенний	0,183	0,019	0,708	65	16/16
	С	2730-3100	нафтовий	теригенний	0,107	0,001	0,74	87	30,13
	Т	3377-3833	нафтовий	теригенний	0,104-0,125	0,003	0,74-0,82	108	30
	П в	1636-1837	нафтовий	теригенний	0,151-0,211	0,009	0,6-0,76	52	н.д.
	П в	1675-1871	нафтовий	теригенний	0,158	0,068	0,62	53	н.д.
	П н	1714-1890	нафтовий	теригенний	0,178	0,009	0,6	54	16,38-16,41
	П	1860	нафтовий	теригенний	0,176-0,562	0,002-0,286	0,63-0,87	56	17,08-17,28
	К	1888-2101	нафтовий	теригенний	0,211	0,044	0,81	60	н.д.
	К н	1944-2084	нафтовий	теригенний	0,182-0,24	0,038	0,72-0,88	60	н.д.
	К в	2068	нафтовий	теригенний	0,12-0,149	0,003	0,6-0,66	62	н.д.
	М в К	2150	нафтовий	теригенний	0,121-0,18	0,017	0,173-0,412	65	н.д.
	М н К	2252-2264	нафтовий	теригенний	0,152-0,202	0,017	0,1-0,5нафти	68	21,45-21,74
	М К в	2299-2316	нафтовий	теригенний	0,189	0,017	0,8	69	н.д.
	Б К	2460-2550	нафтовий	теригенний	0,122-0,123	0,001	0,63-0,75	75	н.д.
	Б К	2483-2897	нафтовий	теригенний	0,16	0,001	0,75	81	н.д.
	С н	2990	нафтовий	теригенний	0,146	0,011	0,68	90	28,78
	С В	2807-3195	нафтовий	теригенний	0,117	0,001	0,7	90	29
	В	2916-325	нафтовий	теригенний	0,087-0,154	0,006	0,74-0,84	94	н.д.
	В	2976-3380	нафтовий	теригенний	0,089-0,137	0,006	0,7-0,89	95	н.д.
	В в	3017-3410	нафтовий	теригенний	0,089-0,148	0,017	0,69-0,91	96	31,3-31,4
	В в	3063-3463	нафтовий	теригенний	0,082-0,122	0,004	0,77-0,85	98	31,91
	В н	3169-3504	нафтовий	теригенний	0,08-0,112	0,001	0,74-0,82	100	н.д.
	В	3174-3560	нафтовий	теригенний	0,092-0,113	0,074	0,81-0,83	101	н.д.
	В в	3203-3603	нафтовий	теригенний	0,143	0,001	0,85	102	н.д.
	В н	3228-3620	нафтовий	теригенний	0,091-0,117	0,001	0,74-0,78	103	н.д.
	В	3236-3634	нафтовий	теригенний	0,107-0,122	0,005	0,78-0,81	103	н.д.
	В	3314-3677	нафтовий	теригенний	0,119	0,001	0,78-0,86	105	н.д.
	Т	3595-3608	нафтовий	теригенний	0,086-0,115	0,003	0,74-0,77	108	37,3
Хухринське	В	3037-3061	нафтовий	теригенний	0,13	0,15	0,586-0,591	85	29
	В	3075-3190	нафтовий	теригенний	0,11-0,184	0,349	0,55-0,681	88	22

Продовж. табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Хухринське	В .	3172-3281	нафтовий	теригенний	0,16	0,146	0,661	90	35,6
	В .	3160-3257	нафтовий	теригенний	0,133-0,137	0,162	0,71-0,746	90	н.д.
	кора вивітрювання	3200-3225	нафтовий	теригенний	0,015	0,09	0,9	90	15/15
Бугруватівське	В .	3270	нафтовий	теригенний	0,15	0,092	0,796-0,81	83	22
	В .	3350	нафтовий	теригенний	0,147	0,092	0,85	85	24
	В .	3390	нафтовий	теригенний	0,137-0,162	0,092	0,799-0,81	86	32
	В .	3500	нафтовий	теригенний	0,159-0,17	0,092	0,79-0,803	89	29
	В . В .	3580-3640	нафтовий	теригенний	0,117-0,145	0,05	0,716-0,807	92	29
	В .	3820	нафтовий	теригенний	0,17-0,175	0,3	0,85	97	29
	Т .	3850	нафтовий	теригенний	0,155-0,16	0,3	0,87-0,89	98	30
	Д .	3909	нафтовий	теригенний	0,128-0,15	0,09	0,71-0,83	100	30
Бахмацьке	В .	2787	нафтовий	теригенний	0,14	0,549	0,78	72	29,6
	С .	3838	нафтовий	теригенний	0,16	0,22	0,73-0,75	99	35
Анастасівське	В в	4164	нафтовий	теригенний	0,12	0,945	0,76	107	44,2
	В а В б	4518-4534	нафтовий	теригенний	0,15	0,006-0,192	0,77	116	26
	В в	4580	нафтовий	теригенний	0,12	0,109	0,83	107	26,5
	В .	4600	нафтовий	теригенний	0,15	0,113	0,15	109	22,7
	В .	4820	нафтовий	теригенний	0,13	1,167	0,88	109	15,6
	В .	4905	нафтовий	теригенний	н.д.	н.д.	н.д.	97	н.д.
	В н	4223	нафтовий	теригенний	0,12	н.д.	0,75	107	44,2
Роменське	брекція важкі нафти	57454	нафтовий	тріщ.-каверн.-пор	0,005-0,3	н.д.	н.д.	0	1-2,5
	брекція легкі нафти	57454	нафтовий	тріщ.-каверн.-пор	0,005-0,3	н.д.	н.д.	0	1-2,5

Таблиця 2.2

Загальна характеристика покладів високов'язких нафт і природних бітумів центральної частини Дніпровського грабену

Родовище	Горизонт	Глибина, м	Тип покладу	колектор	Пористість, ч. од.	Проникність, мкм ²	Насиченість, ч. од.	Температура, °С	Пластовий тиск, МПа
Малосорочинське НГКР	В	2380-2430	нафтовий	теригенний	0,15	0,402	0,85	96	22,5
	В	2495-2540	нафтовий	теригенний	0,1	0,003	0,81	101	20,2
	В	2624-2660	нафтовий	теригенний	0,131	н.д.	0,758	106	н.д.
Глинсько-Розбишівське НГКР (Глинсько-Розбишівське склепіння)	Тпк	1400-1500	нафтовий	теригенний	0,19	0,615	0,76	40	14,5
	П	1825-1905	нафтовий	теригенний	0,22	0,615	0,82	51	16,4
	П	1850-2000	нафтовий	теригенний	0,22	0,35	0,79	53	16,4
	К б	1930-1950	нафтовий	теригенний	0,217	0,449	0,8	54	16
	Б С	2640-3072	нафтовий	теригенний	0,16	0,02	0,62	86	24,7
	В	3743-3825	нафтовий	теригенний	0,13-0,86	0,01	0,13-0,86	114	10,1
Глинсько-Розбишівське НГКР (Чижівське підняття)	В В	3748-3870	нафтовий	теригенний	0,12-0,14	0,086	0,84-0,9	114	11,3
	В	3800-4030	нафтовий	теригенний	0,1	0,085-0,086	0,83	118	20,5
	М	3370-3373	нафтовий	теригенний	0,155	н.д.	0,7	108	26,5
Скоробагатківське НГКР	Б	3495-3530	нафтовий	теригенний	0,183	н.д.	0,74	112	37,6
	Б	3673-3677	нафтовий	теригенний	0,08	н.д.	0,72	118	38,05
	В	4537-4553	нафтовий	теригенний	0,075-0,101	н.д.	0,73	145	11,1-25,3
	Б б	3673	нафтовий	теригенний	0,08	н.д.	0,72	118	н.д.
Скоробагатківське НГКР (Південна ділянка Скоробагатківський блок)	Б б	3755	нафтовий	теригенний	0,102	0,007	0,8	120	39,24
	В б	4746	нафтовий	теригенний	0,1	0,005	0,63	152	51,49
	В а	4287	нафтовий	теригенний	0,119	0,05	0,67	137	н.д.
	Б	3504-3529	нафтовий	теригенний	0,14	0,001	0,81	109	26,5
Яблунівське НГКР	Б	3488-3696	нафтовий	теригенний	0,14-0,15	0,008	0,65-0,83	112	31,5
	В	3657-3948	нафтовий	теригенно-карбонатний	0,17	0,089	0,88	118	30,6
	В	3667-4153	нафтовий	теригенно-карбонатний	0,12-0,14	0,456	0,84-0,93	121	26,4
	В	4120-5500	нафтовий	теригенно-карбонатний	0,11	н.д.	0,85	149	н.д.
	М	3167-3279	нафтовий	теригенний	0,14-0,15	0,01	0,46-0,58	100	н.д.
	М в	3222-3422	нафтовий	теригенний	0,16	0,003	0,63-0,64	103	н.д.
	М н	3364-3372	нафтовий	теригенний	0,18	н.д.	0,74	104	н.д.
	М	3277-3442	нафтовий	теригенний	0,15	0,001	0,61	104	н.д.
	М	3366-3428	нафтовий	теригенний	0,16	0,016	0,69	105	н.д.
	Б	3690-3855	нафтовий	теригенний	0,16	0,001	0,78	117	н.д.

Таблиця 2.3

Загальна характеристика покладів високов'язких нафт і природних бітумів південної прибортової зони ДДЗ

Родовище	Горизонт	Глибина, м	Тип покладу	колектор	Пористість, ч. од.	Проникність, мкм ²	Насиченість, ч. од.	Температура, °С	Пластовий тиск, МПа
Малодівиське	Б . С . Склепіння підняття	259-263	нафтовий	теригенний	0,15	0,45	74	84	н.д.
	С . С . Склепіння підняття	266-273	нафтовий	теригенний	0,144	0,035	0,78	87	н.д.
	В . Північно Східний Блок	268-280	нафтовий	теригенний	0,2	0,197	0,9	87	н.д.
	В . Північно Східний блок	270-288	нафтовий	теригенний	0,155	0,09	0,82	88	н.д.
	В в В н Північно Східний блок	272-288	нафтовий	теригенний	0,18	0,09	0,845	89	н.д.
	В в В н Склепіння підняття	272-280	нафтовий	теригенний	0,18	0,18	0,76	89	н.д.
	В . Склепіння підняття	276-284	нафтовий	теригенний	0,2	0,077	0,88	89	н.д.
	В . Склепіння підняття	280-285	нафтовий	теригенний	0,16	0,09	0,75	90	н.д.
	В . В в н	289-290	нафтовий	теригенний	0,157	0,105	0,73	93	н.д.
	В . В в н Північно Східний блок	276-283	нафтовий	теригенний	0,18	0,132	0,795	89	н.д.
Прилуцьке	Б . Б . Б .	130-164	нафтовий	теригенний	0,145-0,167	0,057-0,062	0,46-0,488	53	н.д.
	С . С .	178-185	нафтовий	теригенний	0,12	0,002	0,455	61	н.д.
	В . В . В в В н	181-200	нафтовий	теригенний	0,0175-0,245	0,005-0,385	0,6-0,879	64	н.д.
	ПК	180	нафтовий	теригенний	0,163	0,035	0,76	50	н.д.
Богданівське	М . М . М . М . Б . Б . Б .	205	нафтовий	теригенний	0,166-0,19	0,348	0,74-0,825	54	н.д.
	В . В .	293	нафтовий	теригенний	0,169	0,06	0,768	80	н.д.
Кибинцівське	Б .	900-1240	нафтовий	теригенний	0,174	0,001	0,79	39	н.д.
	С .	155-166	нафтовий	теригенний	0,166-0,2	0,001-0,002	0,79-0,8	59	н.д.
	В .	180-186	нафтовий	теригенний	0,183	0,001	0,65	66	н.д.
Сагайдацьке	С .	1038-1070	нафтовий	теригенний	0,15	0,048	0,65	41	н.д.

Типи покладів ВВН і ПБ та їх розміри визначаються особливостями геологічної будови структури, в якій вони залягають. Так, в межах Осьової частини ДДЗ поклади пластові, масивно-пластові у склепінних пастках, в основному диз'юнктивно обмежених, значних за розмірами, містять основні розвідані запаси (Яблунівське, Глинсько-Розбишівське). В межах Північної прибортової зони, де поширені структури, формування яких здебільшого зумовлено галокінезом, поклади ВВН і ПБ пов'язані як з пастками на брахіантикліналях, так і на неантиклінальних структурах (тектонічні блоки, структурні носи, монокліналі). Зустрічаються також поклади у пастках жильного типу, формування яких пов'язано з проявом палеовулканізму.

В *літологічному відношенні* колекторами переважаючої більшості продуктивних горизонтів ВВН і ПБ у ДДЗ (близько 99 %) є теригенні породи, в основному, поліміктові пісковики; близько 1 % колекторів представлено карбонатними і сульфатно-карбонатними породами, а в межах Південного борту слабкі припливи високов'язких високосмолистих нафт отримано з граніто-гнейсів. Характерною особливістю продуктивних горизонтів, що містять ВВН і ПБ, є наявність акцесорних мінералів, в основному, піриту та підвищена мінералізація титану і циркону.

Всі колектори характеризуються достатньо високими для ДДЗ ємнісними властивостями. Відкрита пористість пісковиків у середньому складає 15-24 %, карбонатних порід – 2,4-9,6 %. При цьому фільтраційні властивості колекторів змінюються в дуже широких межах: пісковиків від декількох до 500-700 мД, вапняків і доломітів – 0,52-36 мД при густоті тріщин – 25-210 од/м. Проникність нафтобітумовміщуючих порід не має прямої залежності від пористості. При близьких значеннях пористості колектора в межах одного продуктивного горизонту проникність може відрізнятися на порядок. На думку автора, це зумовлено різним вмістом твердого бітуму в поровому середовищі і, відповідно, різним співвідношенням рухомої і нерухомої фаз.

Встановлено, що для покладів ВВН і ПБ ДДЗ так само, як і для покладів традиційних нафти і газу, характерно погіршення колекторських властивостей в напрямку від прибортових частин до приосьової. Але в розрізі родовища, незалежно від його структурно-тектонічного розташування, колектори, що вміщують ВВН і ПБ, характеризуються максимальними значеннями відкритої пористості і пониженими значеннями нафтонасиченості. Їх можна розглядати як «аномальні» для конкретного родовища.

За *гідрогеологічними умовами* залягання поклади ВВН і ПБ ДДЗ в загальних рисах мало чим відрізняються від покладів традиційної нафти. Вони залягають в умовах, в основному, безсульфатних розсолів і мінералізованих вод хлоркальцієвого типу в зоні затрудненого водообміну і розглядаються як гіпергенно незмінені поклади. Зустрічаються також поклади в зоні активного водообміну.

Встановлено суттєву відмінність в умовах залягання покладів ВВН і ПБ, що пов'язані з теригенними колекторами, яка полягає в тому, що пластові води зазначених покладів характеризуються різким збільшенням (в 3-7 разів) вмісту сульфат-іону відносно фонових значень для вище- та нижчезалягаючих відкладів.

Специфічними гідрогеологічними умовами характеризуються поклади ВВН і ПБ солянокупольних структур, в приштоковій зоні яких відбувається гідродинамічний зв'язок між продуктивними горизонтами і водоносними комплексами. В брекчії соляних куполів і надсольових відкладах поширені пластові води хлоридно-натрієвого складу мінералізацією від 30-50 г/л до 320 г/л. Вони відносяться до сульфатно-натрієвого, рідше хлор-магнієвого типу. Враховуючи існування гідродинамічного зв'язку між відкладами широкого стратиграфічного діапазону в зонах розвитку соляних куполів, нафтобітумопрояви в девонських брекчіях можуть розглядатися як індикатор нафтогазоносності інших відкладів, що прилягають до штоку.

Стосовно *термобаричних умов* залягання покладів ВВН і ПБ встановлено наступне. Практично всі виявлені поклади ВВН і ПБ як в межах Дніпровського грабена, так і на бортах ДДЗ, зустрічаються у двох температурних інтервалах: перший - $43-55^{\circ}\text{C}$, другий - $93-108^{\circ}\text{C}$. В межах виявлених температурних інтервалів існує пряма залежність вмісту АСР в ВВН і ПБ від вмісту сірки. При цьому в інтервалі $43-55^{\circ}\text{C}$ максимальний вміст сірки в ВВН і ПБ досягає 1 %, максимальний вміст АСР речовин 34 %. Інтервал $93-108^{\circ}\text{C}$ характеризується вищими значеннями вмісту сірки і АСР. Максимальний вміст сірки тут досягає 4 %, максимальний вміст АСР 47 % (див. рис.2.2).

Вище і нижче цих температурних інтервалів в переважаючій більшості випадків локалізуються або поклади іншого фазового стану, в тому числі і критичного, або нафтові, які різко відрізняються за хімічним складом і фізико-хімічними властивостями від ВВН і ПБ (рис.2.3).

Дані температурні інтервали в різних структурно-тектонічних умовах характеризуються різними значеннями пластових тисків, з чого можна зробити висновок, що локалізація покладів ВВН і ПБ контролюється розподілом температури в надрах і не залежить від баричних умов. Причина цього явища, на думку здобувача, криється в самому механізмі нафтидогенезу і пов'язана зі здатністю сірки активно полімеризувати смоли та асфальтени в певних температурних умовах.

Далі за текстом розглянуто характеристику основних родовищ, що містять поклади ВВН і ПБ та нафтобітумопрояви, які в різний час спостерігалися на пошуково-розвідувальних площах .

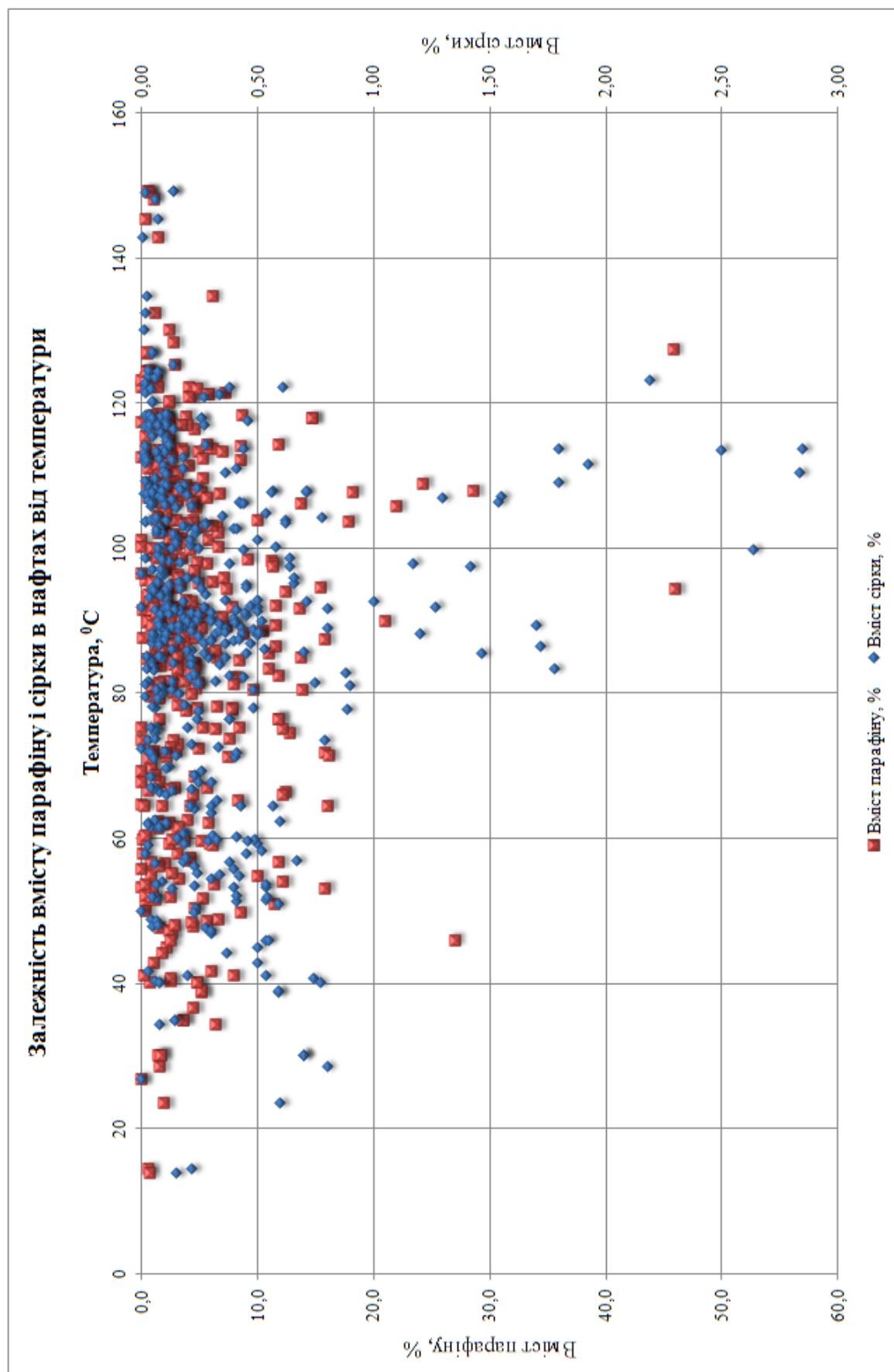


Рис. 2.2 – Залежність вмісту парафіну і сірки в нафтах від температури

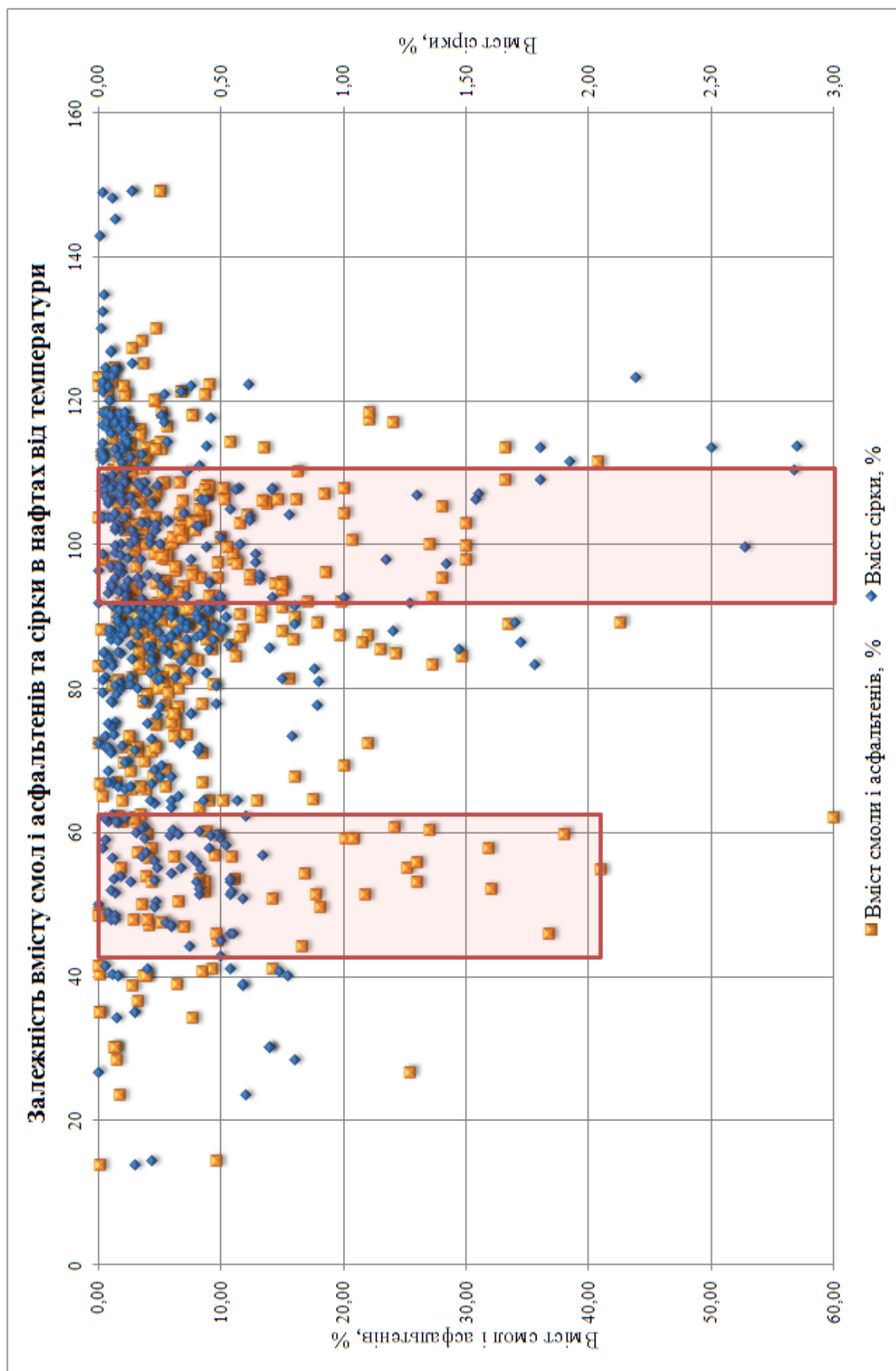


Рис. 2.3 – Залежність вмісту парафіну і сірки в нафтах від температури

Північна прибортова зона.

Скупчення високов'язкої нафти в ДДЗ були відкриті ще в 1936 р. в брекчії Роменського штоку. При випробуванні св. 2-біс з інтервалів 328-348 м і 367-378 м з девонської вапняково-діабазової брекчії вперше в западині отримали високов'язку окислену нафту густиною 937 кг/м^3 з високим вмістом сірки (близько 30 %) та смол і асфальтенів (від 19 % до 43 %). Всього на Роменській соляній структурі було пробурено більше 100 свердловин, в 53 з яких встановлено прояви нафтоносності. В цей же період на Дмитрівському штоці також отримали непромислові припливи в'язкої окисленої нафти. Пізніше подібна нафта була отримана на Валківському та Бригадирівському штоках.

В процесі буріння св. 115, 135, 138, 156 на Бригадирівському штоці в юрі, тріасі і в породах кепроку були зафіксовані численні нафтопрояви і насиченість піднятих кернів вуглеводнями – від бітуму до легкої нафти. Загальні товщини піднятого нафтонасиченого керну з юрських відкладів по свердловинах складала 7-9 м, з тріасових – 24-47 м. В св. 135-біс з пісків і пісковиків батського ярусу середньої юри і сребрянської світи тріасу сумісним випробуванням в експлуатаційній колоні інтервалу 248-290 м отриманий приплив нафти дебітом $4,7 \text{ т/добу}$.

Пізніше в свердловині було випробувано ще два об'єкти в інтервалах 236-227 м ($I_{3o}-I_{2k}$) і 208-199 м (K_2-I_{3km}). Другий дав приплив мінералізованої води дебітом $0,33 \text{ м}^3/\text{добу}$, третій – прісної води з сильним запахом сірководню. Випробуванням св. 115 з першого об'єкту в інтервалах 494-489 м та 472-468 м (шебелинська підсвіта та сребрянська світа) отримано приплив солоної води дебітом $27 \text{ м}^3/\text{добу}$ з плівками густої нафти. При випробуванні другого об'єкту в інтервалах 440-436 м, 434-429 м, 418-415 м також отриманий приплив мінералізованої води, з третього об'єкту в інтервалах 300-295 м, 286-283 м отримана пластова вода дебітом $18,7 \text{ м}^3/\text{добу}$. Слід відмітити невдалий вибір інтервалів випробування – сумісне розкриття пластів, насичених різними флюїдами, між тим як ряд

цікавих інтервалів не випробувався. Подальші роботи по вивченню виявленої продуктивності мезозойського комплексу на структурі не проводились.

Численні нафтобітумопрояви були також зафіксовані на Грибоворуднянській, Холмській, Тванській, Великобубнівській, Великозагорській, Тванській, Максаківській, Борківській, Березнянській площах.

В поровому просторі пісковиків пярнусько-наровського горизонту (підсольова теригенна товща девону), відібраних із св. 1, 2, 3, 217 і 665 Грибоворуднянської площі відмічається важкий в'язкий бітум, а по мікротріщинах – сліди (примазки, плівки) більш легкого бітуму.

Більшість тектонічних тріщин в кернах, відібраних із глинисто-карбонатної товщі девону частково або повністю залічені карбонатом, але нерідко зустрічаються і відкриті, в тому числі і заповнені нафтою в'язким нафтовим бітумом (св. 1, 2660-2679 м). Саме з тріщинуватими різновидами пов'язані нафто- і бітумопрояви в карбонатних породах підсольового девону. В туфогенних породах воронезького горизонту на Грибоворуднянській площі відмічені прямі ознаки нафтогазоносності. В розрізі св. 1 (2518-2529 м) отримали приплив води з нафтою, густина якої 860 кг/м^3 .

На Синівській площі з інтервалів 3099-3103 м, 3175-3178 м були підняті насичені бітумом керна, а в кернах відібраних в св. 4, 5 Відельцівської площі із верхнього соленосного комплексу тріщини і пори були заповнені нафтовим бітумом.

Породами колекторами, що містять важкий в'язкий бітум є в основному тріщинуваті карбонатні і сульфатно-карбонатні породи девону, рідше теригенні візейські відклади.

Серед основних родовищ, що містять поклади ВВН і ПБ можна виділити Роменське, Бугруватівське, Хухринське, Качанівське, Бахмацьке, Тванське.

Роменське родовище (рис.2.4) стало фактично першовідкривачем нафти в Дніпровсько-Донецькій западині.

Перші ознаки нафти одержані в 1935 р. свердловиною ручного буріння при розвідці покладу калійної солі на горі Золотуха. При випробуванні св. 2-біс з інтервалів 328-348 м і 367-378 м з девонської вапняково-діабазової брекчії вперше в западині отримали високов'язку окислену нафту густиною 937 кг/м^3 з високим вмістом сірки (близько 30 %) та смол і асфальтенів (від 19 % до 43 %).

За даними геолого-геофізичних досліджень структура у відкладах палеозою є асиметричною брахіантикліналю, прорваною грибоподібним штоком з солі. Північне крило її відносно пологоє, а південне переходить у крутий схил Бобрицької компенсаційної мульди. В приштоковій зоні відклади палеозою стрімко здіймаються догори під кутом $50-60^\circ$, а мезозойські нашарування, які залатають на них з кутовою незгідністю, мають нахил $25-30^\circ$. Породи палеозою порушені системою згідних і незгідних скидів, що іноді проникають і в товщу мезозойських відкладів. Розміри структури у відкладах середнього карбону в межах ізогіпси -1500 м $8,0 \times 6,0$ км, амплітуда до 700 м.

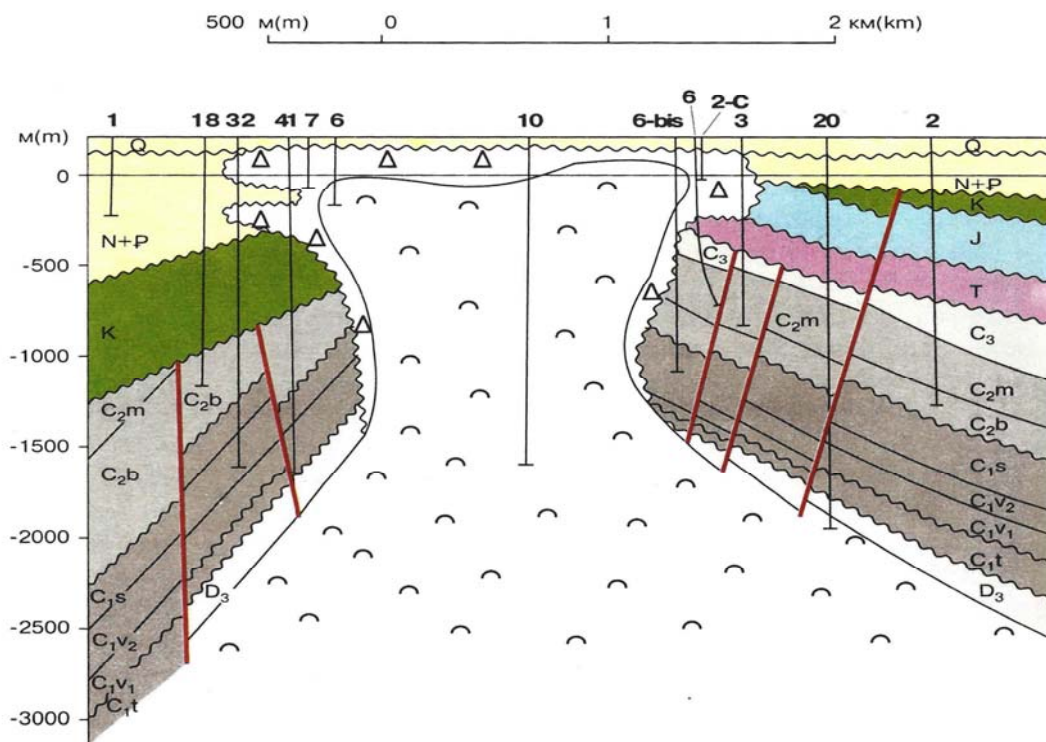


Рис. 2.4 – Роменське НР. Геологічний розріз (за Ю.О. Арсірієм та В.І. Мясниковим) [83]

Глибина залягання девонської солі в апікальній частині штоку сягає від 75 м до 350 м. Його висота становить понад 5000 м (розташована в центрі штоку свердловина пробурена до глибини 1600 м). Роменський шток оточений брекчією до карбонових карбонатних, сульфатних порід з полікомпонентною цементуючою масою (тверді бітуми, карбонати, сульфати) [111] товщиною до 400 м.

Поклади нафти, встановлені в брекчії, дрібні, літологічно екрановані, мають зональний характер і розташовані на північному крилі підняття. Виділяються західна і східна ділянки родовища. Основні запаси вуглеводнів містяться в західній ділянці.

Нафти Роменського штоку різні за густиною (від 837 кг/м^3 до 951 кг/м^3), в'язкі, характеризуються підвищеним вмістом смол і асфальтенів і дуже незначним (близько 0,1 %) вмістом парафінів.

Розробка покладів тривала з 1939 р. по 1947 р. За цей час було видобуто близько 10 тис. т нафти. Експлуатація свердловин здійснювалася насосним способом з середньодобовими дебітами нафти 0,2-4,0 т/добу. Глибини свердловин складали 350-550 м, середня відстань між ними – 100 м.

Після завершення розробки покладів в окремих свердловин ще довго самовиливом виділялася нафта, яка використовувалася населенням для місцевих потреб.

Всього на Роменській соляній структурі було за час її геологічного вивчення і розробки було пробурено більше 100 свердловин, в 53 з яких встановлено прояви нафтоносності. На поточний час родовище не розробляється.

Бугруватівське родовище (рис. 2.5) одне з найбільших за величиною розвіданих запасів ВВН і ПБ і північній прибортовій зоні і друге в ДДЗ.

Підняття виявлено у 1968 р. після переінтерпретації геолого-геофізичних матеріалів. В 1973 р. на площі розпочато пошукове буріння, і через рік при випробуванні св. 1 з продуктивних гор. В-14, В-18, В-20

(інт. 3234-3576 м) отримані припливи важкої і високов'язкої нафти. Пізніше поклади ВВН і ПБ були відкриті в гор. В-16, В-17, В-21.

Виявлені поклади пластові склепінні, тектонічно екрановані і літологічно обмежені. Глибина залягання покладів складає 3200-3650 м. Колекторами є пласти дрібно- та середньозернистих кварцевих пісковиків товщиною від 3 м до 20-30 м. Їх пористість змінюється від 15-17% до 21 %. При хороших ємнісних властивостях колекторів їх фільтраційні властивості досить низькі – проникність складає 0,05-0,09 мкм². Середній коефіцієнт нафтонасиченості складає 75 %.

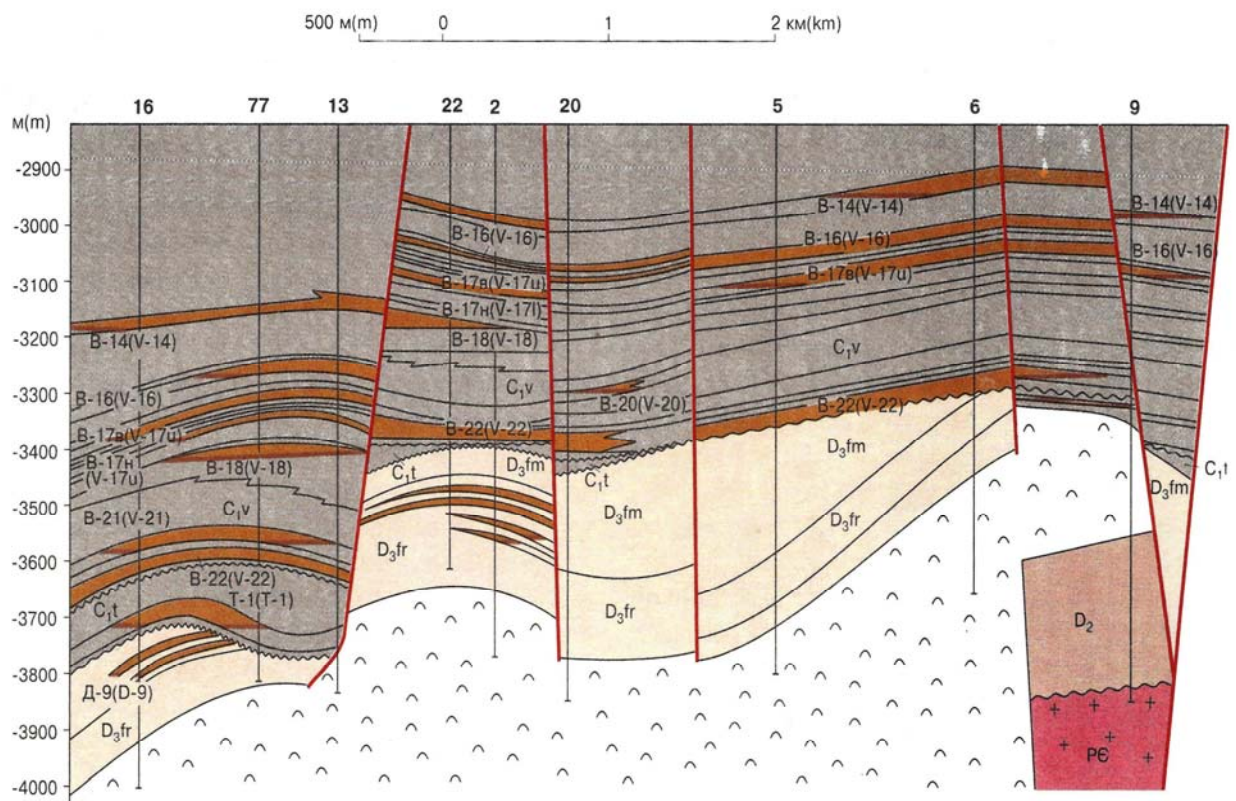


Рис. 2.5 – Бугруватівське НР. Розріз продуктивної частини (за А.Т. Коваленко, М.М. Брегідою та Г.Д. Литвинюком) [83]

Густина нафти змінюється від 915 кг/м³ (гор. В-18) до 975 кг/м³ (гор. В-14, В-21), вміст АСР змінюється від 17 % до 43 %, сірки – від 0,5 % до 2,3 %, парафінів близько 1,4%. Масова частка коксу складає близько 6,5 %. Потенційний газовміст пластової нафти невеликий – від 28 м³/т до 56 м³/т.

Розробка покладів горизонтів В-14 – В-21 здійснюється свердловинами, що експлуатуються механізованим способом з середньодобовим дебітом нафти близько 5-7 т [83].

Хухринське родовище (рис. 2.6.) представляє інтерес як таке, де з відкладів кристалічного фундаменту отримали приплив в'язкої нафти густиною 962 кг/м^3 з підвищеним вмістом АСР (14 %). Колекторами ВВН є тріщинуваті метаморфізовані сланці фундаменту пористістю від 0,5 % до 2 %.

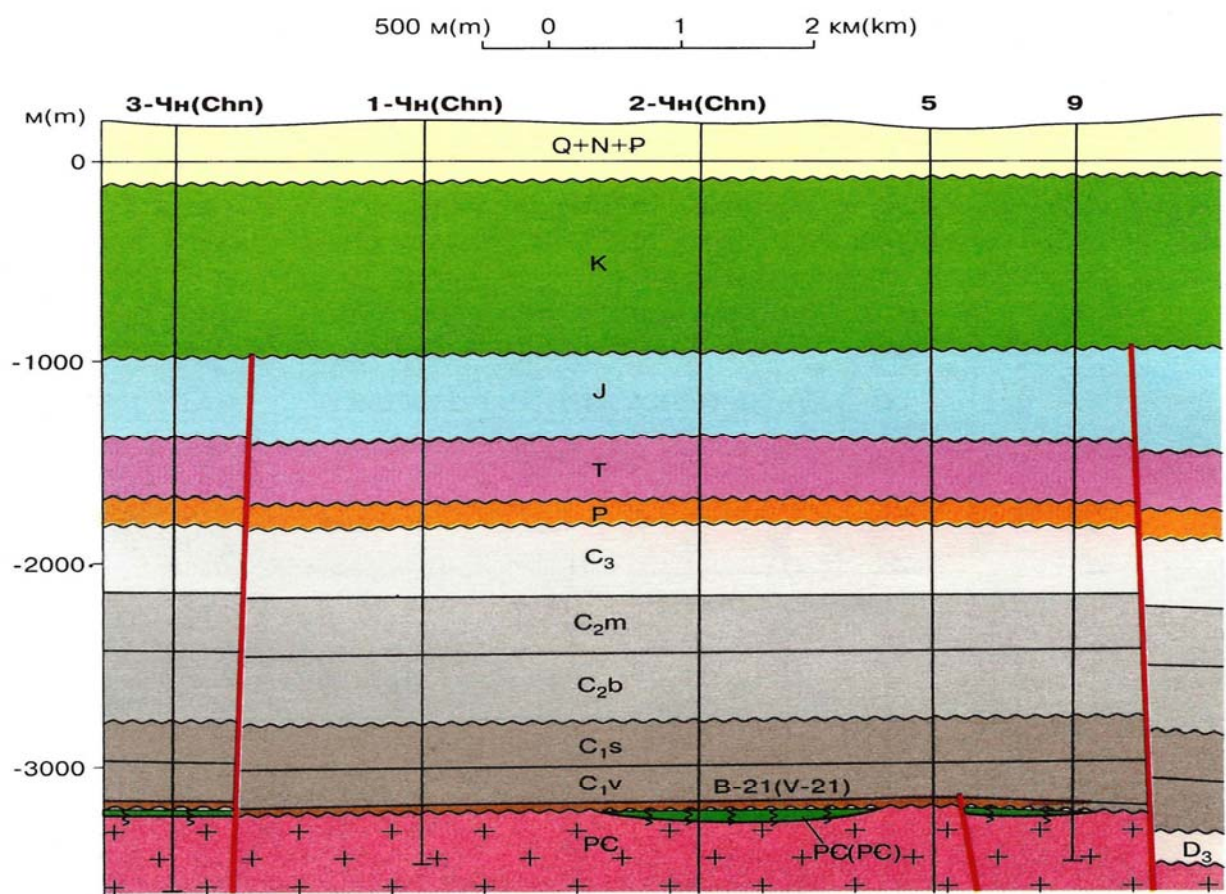


Рис. 2.6 – Хухринське НГКР. Геологічний розріз (за А.Г. Коваленком) [83]

Качанівське родовище. Одноійменне підняття виявлено в 1953 р. структурно-картувальним бурінням у сантонських відкладах верхньої крейди.

По покрівлі гор. С-20 структура є брахіантикліналю північно-західного простягання з девонським соляним ядром. Вверх по розрізу вона виположується. Кути падіння верств нижнього карбону становлять 8-12 °, пермі – 4-5 °, крейди – 1-2 °. Складка порушена системою поперечних та поздовжніх скидів амплітудою 10-250 м. Вони утворюють в склепінні грабен просідання, характерний для криптодіапірових структур [83].

Промислові скупчення вуглеводнів встановлені у відкладах тріасу (гор. Т-2-3), пермі (гор. А-2) верхнього (гор. Г-11, Г-12-13, К-4, К-5), середнього (гор. М-3, М-4, М-5-б, М-7, Б-3-В-4) і нижнього (гор. С-8-9, С-20, В-14-19н, В-20-22, Т-1) карбону. 28 покладів родовища пов'язані з пластовими та масивно-пластовими склепінними тектонічно екранованими та літологічно обмеженими пастками. Висота поверху нафтогазоносності близько 2000 м.

Породи-колектори родовища складені пісковиками, а пермського гор. А-2 – крім того тріщинно-кавернозно-поровими ангідритами та вапняками. Найвищу відкриту пористість мають пісковики тріасу, пермі та верхнього карбону – до 33 %, їх проникність сягає 2,9 мкм². З глибиною фільтраційно-емнісні властивості колекторів поступово погіршуються і для порід нижнього карбону ці параметри становлять, відповідно, 8-14 % і 0,001-0,27 мкм². Породи-колектори верхнього карбону, московського та візейського ярусів добре витримані по площі, а пермі, башкирського ярусу літологічно заміщуються непроникними відкладами.

Поклади ВВН приурочені до пермських, верхньокам'яновугільних та візейських відкладів. Вони містять нафти густиною 840-870 кг/м³, вміст АСР в яких коливається від 15 % до 38 %, сірки – від 0,4 % до 0,8 %, парафінів – від 0,08 % до 4 %.

Бахмацьке родовище приурочене до однойменної брахіантиклінальної складки, що розташована в північно-західній частині північної прибортової зони. Розміри складки 3,8x0,8 км, амплітуда – близько 50 м. Складка є асиметричною: північно-західне крило круте і коротке з кутами падіння

порід 8-10 °. Вздовж крила простежується велике тектонічне порушення з амплітудою по девонських відкладах близько 1300 м, по кам'яновугільних – 120-180 м. Складка характеризується неспівпадінням структурних планів і зміщенням склепіння по кам'яновугільних відкладах відносно девонських на 3-4 км на північний захід [111]

На Бахмацькому родовищі нафтоносність пов'язується з гор. В-20, який складений пісковиками з прошарками аргілітів. Пісковики дрібно- і середньозернисті з контактово-базальним типом цементу, до складу якого входять каолінит, карбонати та бітуми. Відкрита пористість пісковиків складає в середньому 18 %, проникність 5 мкм^2 , ефективна нафтонасичена товщина 7,2 м, нафтонасиченість 78 %.

Продуктивність горизонту доведена випробуванням в експлуатаційній колоні св. 6, де з інтервалу перфорації 2814-2811 м отримали приплив нафти дебітом $4,2 \text{ м}^3/\text{добу}$; з інтервалу перфорації 2801-2797 м – $10,2 \text{ м}^3/\text{добу}$.

Нафта отримана при випробуванні – непрозора, малорухлива рідина чорного кольору. Її густина складає 911 кг/м^3 , вміст АСР 26 %, сірки 0,32 %, парафінів 2,5 %. Вихід коксу становить 5,9 %.

Приосьова частина Дніпровського грабена.

В межах приосьової частини ДГ поклади ВВН і ПБ встановлені на Яблунівському, Скоробагатьківському, Глинсько-Розбишівському, Малосорочинському, Солохівському, Чутівському, Червоноярському родовищах.

Найбільшим за величиною розвіданих запасів є Яблунівське родовище (рис. 2.7), яке відкрито в 1977 р. св. 1. Родовище приурочене до Яблунівської брахіантиклінальної складки субширотного простягання. Крила складки асиметричні: північне більш круте (кут падіння 30 °), південне – полого (15 °). Амплітуда складки – близько 900 м. Вгору по розрізу відмічається виположування складки. Розміри складки по кам'яновугільних відкладах складають $12000 \times 6000 \text{ м}$. Складка суттєво порушена проявами соляного тектогенезу та розбита рядом тектонічних порушень на блоки. Основний

Незважаючи на тривалий час розробки, родовище недостатньо вивчене. В першу чергу це пов'язано зі складними поверхневими умовами – склепінна частина структури розташована в заплавної частині річки Сула, що унеможлиблює її розбурювання, частина покладів в плані співпадає з населеними пунктами, дорогами, трубопроводами.

На сьогоднішній день на родовищі пробурено близько 120 свердловин, якими розкрито розріз до глибини 5200 м.

За результатами промислових геофізичних досліджень та випробування свердловин встановлена промислова газоносність відкладів девону та турнейського ярусу нижнього карбону і нафтогазоносність відкладів візейського, серпуховського ярусів нижнього карбону. Крім того, у відкладах башкирського та московського ярусів середнього карбону виявлені поклади високов'язкої бітумінозної нафти. Розвіданий поверх нафтогазоносності складає 1500-1900 м.

В розрізі башкирських відкладів виділяються продуктивні гор. Б-11, Б-10, Б-8, Б-6, Б-5; в розрізі московських – гор. М-7, М-6, М-5н, М-5в, М-4.

Нафти башкирських та московських продуктивних горизонтів є неньютонівськими і мають в'язкопластичні властивості. Їх густина змінюється від 900 кг/м³ до 1060 кг/м³, вміст АСР – від 13 % до 43 %, сірки – від 0,75 % до 1,8 %, парафінів – до 2 %.

Відклади московського ярусу представлені теригенними породами товщиною 143-670 м. Нижня частина ярусу (гор. М-7, М-6) складена потужними (ефективна товщина від 40 м до 80 м) пластами пісковиків, які чергуються з прошарками аргілітів невеликої товщини. Колекторами є сірі дрібнозернисті, рідше дрібно-середньозернисті пісковики та темно-сірі алевроліти. Пісковики поліміктового складу. В ряді зразків вміст кварцу і польових шпатів практично однаковий. По площинах нашарування спостерігається велика кількість лусок слюди, вуглисто-слюдистих прошарків. Зустрічається значна кількість включень піриту і вуглистої речовини. Цемент колекторів (15 %) каолінітовий, гідрослюдисто-

каолінітовий нерівномірнопорового типу. Зустрічаються пісковики з базальним карбонатним цементом, де його вміст досягає 30 %. В окремих порах присутні кальцит і доломіт. Нерівномірно розвинутий бітумний цемент, який виповнює стінки пор і окремі пори. Пісковики утворюють продуктивні горизонти невеликої товщини, які містять в'язку нафту. Вище по розрізу переважають аргіліти, що утворюють потужні пачки, що чергуються з менш потужними прошарками пісковиків. Останні утворюють продуктивні гор. М-5н, М-5в, М-4. У верхній частині московського ярусу залягають прошарки пісковиків і аргілітів, які рівномірно чергуються. Іноді зустрічаються прошарки вапняків малої товщини.

В межах башкирського ярусу на Яблунівському родовищі розташований найбільш давній у ДДЗ середньокам'яновугільний поклад вуглеводнів (гор. Б-11), сконцентрований в двох витриманих пластах пісковіку, розділених прошарками вапняків і аргілітів. Продуктивний гор. Б-10 приурочений до глинисто-карбонатної товщі лагунно-морського генезису товщиною біля 20 м. Вище залягають продуктивні гор. Б-8, Б-6 і Б-5 в складі потужної піщаної пачки. Пісковики характеризуються різноманітною зернистістю і сортуванням уламкового матеріалу.

На сьогоднішній день розробка покладів високов'язких нафт Яблунівського родовища здійснюється майже 20 свердловинами, 6 з яких з горизонтальним закінченням стовбура. Горизонтальні свердловини пробурені тільки в межах одного блоку (ІІг) в східній частині родовища, в той час як основна частина виявлених і не залучених в розробку покладів знаходиться в північній частині родовища (блоки Іа, Іб, Ів). Дебіти вертикальних нафтових свердловин не перевищують 2 т/добу і в середньому складають 1 т/добу. При цьому середньодобові дебіти горизонтальних свердловин складають 3,5-50 т/добу.

Скоробагатківське родовище (рис. 2.8) приурочене до криптодіапірової брахіантиклінальної складки субширотного простягання. Найвищий рівень підняття солі – до відкладів серпуховського ярусу,

встановлено св. 380 на глибині 3949 м. Розміри складки у верхньовізейському комплексі по покрівлі гор. В-16 в межах ізогіпси -4500 м 4,5х3 км. Структура порушена скидами амплітудою до 600 м.

Промислова нафтогазоносність пов'язується з продуктивними гор. М-5 московського, гор. Б-4, Б-5, Б-10 башкирського ярусів середнього карбону, гор. В-14, В-15, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20, В-21 візейського ярусу нижнього карбону та гор. ФМ-1-2 фаменського ярусу верхнього девону.

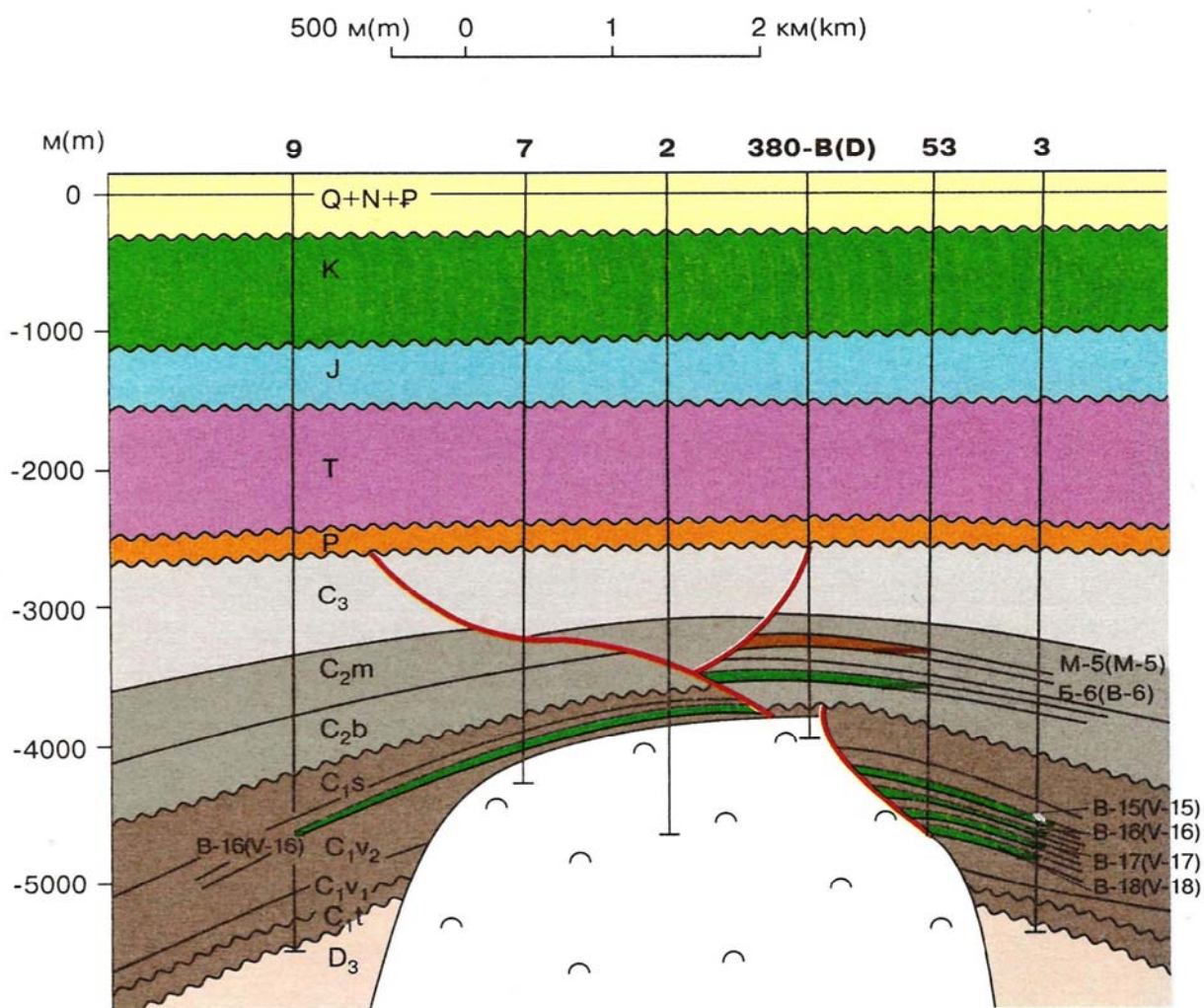


Рис. 2.8 – Скоробагатківське НГКР. Геологічний розріз (за П.М. Чепілем та Т.П. Ісаєвою) [83]

Поклади ВВН локалізуються в продуктивних гор. М-5, Б-4-5. Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Колекторами є пісковики пористістю 15,5-18,3 %, нафтонасиченістю 70-72 %. Густина нафти виявлених покладів складає 860-880 кг/м³, вміст АСР

близько 10,2 %, сірки 0,71 %, парафінів близько 3 %. Газовміст пластової нафти коливається від 15,98 м³/т (гор. Б-4-5) до 21,4 м³/т (гор. М-5).

В св. 7 виявлено також поклад ВВН в гор. Б-10 (інтервал 3750-3759 м). Колектором даного покладу є кавернозний біогенний вапняк пористістю 7-12 % і проникністю 0,003-0,17 мкм². Нафта темно-коричневого кольору густиною 896,4 кг/м³. Вміст в ній АСР складає 12,24 %, парафінів – 5,7 %.

Великі скупчення твердих бітумів (асфальтити, керити) приурочені до виключно потужної приштокової брекчії. Судячи з її складу і морфологічних особливостей, це не звичайний для соляних штоків кепрок, а потужні зони дроблення і підвищеної ендегенної активності [113], що підтверджується мінералогічними (різноманітна сульфідна та інша мінералізація, наявність уламкових включень карбонатів тощо) та геохімічними (наявність некогерентної елементної асоціації, притаманної лужно-основному та кімберліт-карбонатитовому магматизму; ізотопний склад карбонатного кисню та вуглецю, сульфідної сірки) показниками. Ізотопний склад Сорг свідчить про гібридний склад бітумів основна їх частина утворилася внаслідок полімеризації нафтових вуглеводнів (ураноносні асфальтити) при певній ролі глибинного вуглецю (піроліз метану) [113].

Малосорочинське родовище приурочено до Малосорочинсько-Радченківського структурного валу.

Нафтогазоносність родовища пов'язана з візейськими відкладами (гор. В-19 – гор. В-26).

Поклади ВВН приурочені до продуктивних горизонтів В-22, В-23, В-26. Вони пластові склепінні тектонічно екрановані, а гор. В-23 – ще й літологічно обмежений. Колекторами є пласти пісковиків, пористість яких складає 15-16 %, проникність 0,03-0,402 мкм², нафтонасиченість в середньому 80 %.

Густина нафти складає 850-860 кг/м³, вміст АСР - 18,5-21 %, сірки- 1-1,5 %, парафінів 3,15-3,93 %.

Гнідинцівське родовище приурочено до однойменного підняття.

У 1959 р. розпочато буріння св. 1, при випробуванні якої з пермських відкладів (інт. 1767-1787 м, продуктивні гор. А-2, Г-11-13) отримано фонтан нафти дебітом 164,7 т/добу через штуцер діаметром 7 мм. В цьому ж році родовище прийнято на Державний баланс. У 1960 р. встановлена також промислова нафтоносність відкладів верхнього карбону. У 1961 р. після завершення розвідки скупчень нафти в пермсько-верхньокам'яновугільних утвореннях (продуктивні горизонти А-2, Г-11-13. К-2-3, К-4, К-5) підраховано її запаси [83].

По покрівлі гор. К-2-3 підняття є асиметрично брахіантикліналю північно-західного простягання розмірами 1,7х3,7 км і амплітудою близько 100 м. У візейських відкладах її розміри майже не змінюються, проте з глибиною структура зміщується в західному напрямку на відстань 2,5 км.

Проведеними роботами встановлено нафтові скупчення у відкладах пермі і верхнього карбону, які складають єдину гідродинамічну систему, і газоконденсатні – в породах нижнього карбону. Нафтові поклади гор. А-2, Г-11-13 та К-2-3 масивно-пластові, стратиграфічно і літологічно обмежені; гор. К-4 та К-5 – масивно-пластові склепінні літологічно обмежені. Скупчення газоконденсату гор. К-18, В-19 і В-26 пластові склепінні тектонічно екрановані та частково літологічно обмежені. Поклад гор. В-26 має нафтову облямівку. Висота поверху нафтогазоносності складає 1830 м.

Південна припортова зона

В межах даної зони поклади ВВН і ПБ встановлені на Малодівицькому, Левківському, Богданівському, Кибинцівському, Гнідинцівському, Сагайдацькому, Новоселівському родовищах. Численні нафтобітумопрояви були зафіксовані на Михайлівському, Голубівському родовищах, а також Каплинцівському та Ісачківському штоках.

У св. 2 Михайлівська з верхньовізейських відкладів (1057-1063 м) піднятий тріщинуватий вапняк насичений в'язкою нафтою, а на Голубівсько-Іллічівській площі св. 1570 на глибині 696,5-904,4 м (відклади

серпуховського ярусу) були розкриті алевроліти і вапняки, насичені бітумом [112].

Під час пошуково-розвідувального буріння на вугілля на Голубівсько-Іллічівській площі св. 1570 на глибині 696,5-713,2 м серед відкладів світи C_1^5 був розкритий алевроліт, просочений бітумом. Нижче, в інтервалі 713,2-713,95 м розкритий тріщинуватий вапняк, просочений бітумами, які добре розчиняються у бензині. При структурно-пошуковому бурінні на нафту та газ св. 365 в інтервалі 900-904,4 м розкритий пісковик середньокам'яновугільного віку, просочений в'язкою нафтою.

Богданівське родовище (рис. 2.9) розташовано на південному обрамленні Срібненської депресії. По пермських відкладах Богданівське підняття є похованою солянокупольною складкою, розбитою тектонічними порушеннями на ряд блоків.

В розрізі родовища встановлено дев'ять нафтових, три нафтогазові і сім газових покладів.

Нафтові поклади родовища містять різні за складом і фізико-хімічними властивостями нафти – від легких густиною 750-780 кг/м³ до важких в'язких густиною 940-975 кг/м³. По розрізу вони розподіляються наступним чином. У верхній частині (гор. А-2, М-2) нафти легкі (густина 766-799 кг/м³), малосірчисті, малопарафіністі. Гор. М-5, Б-2 містять в'язкі нафти густиною 921-958 кг/м³. У гор. Б-12 і В-22 виявлені нафти густиною 850-868 кг/м³. Вони малосірчані, смолисті. [111]

Поклад ВВН в гор. М-5 в літологічному відношенні складений чергуванням пластів пісковиків і алевролітів. Пісковики польовошпатово-кварцеві, дрібно- і середньозернисті, слабозцементовані глинистим і глинисто-доломітовим цементом. Ефективна нафтонасичена товщина пісковиків змінюється від 2,4 м до 21,6 м і в середньому складає 9,5 м. Пористість досягає 23,8 % при досить низькій проникності 0,001-0,004 мкм².

Поклад пластовий присклепінний, тектонічно екранований.

Нафта гор. М-5 є малорухомою рідиною темно-коричневого кольору, густина якої складає $920-975 \text{ кг/м}^3$, вміст сірки – 1-1,6 %, АСР – близько 25 %.

Поклад ВВН гор. Б-2 пластовий, склепінний, тектонічно екранований.

Нафта гор. Б-2 характеризується підвищеним вмістом АСР (близько 20 %), сірки (1,9 %) та низьким вмістом парафінів (менше 0,5 %).

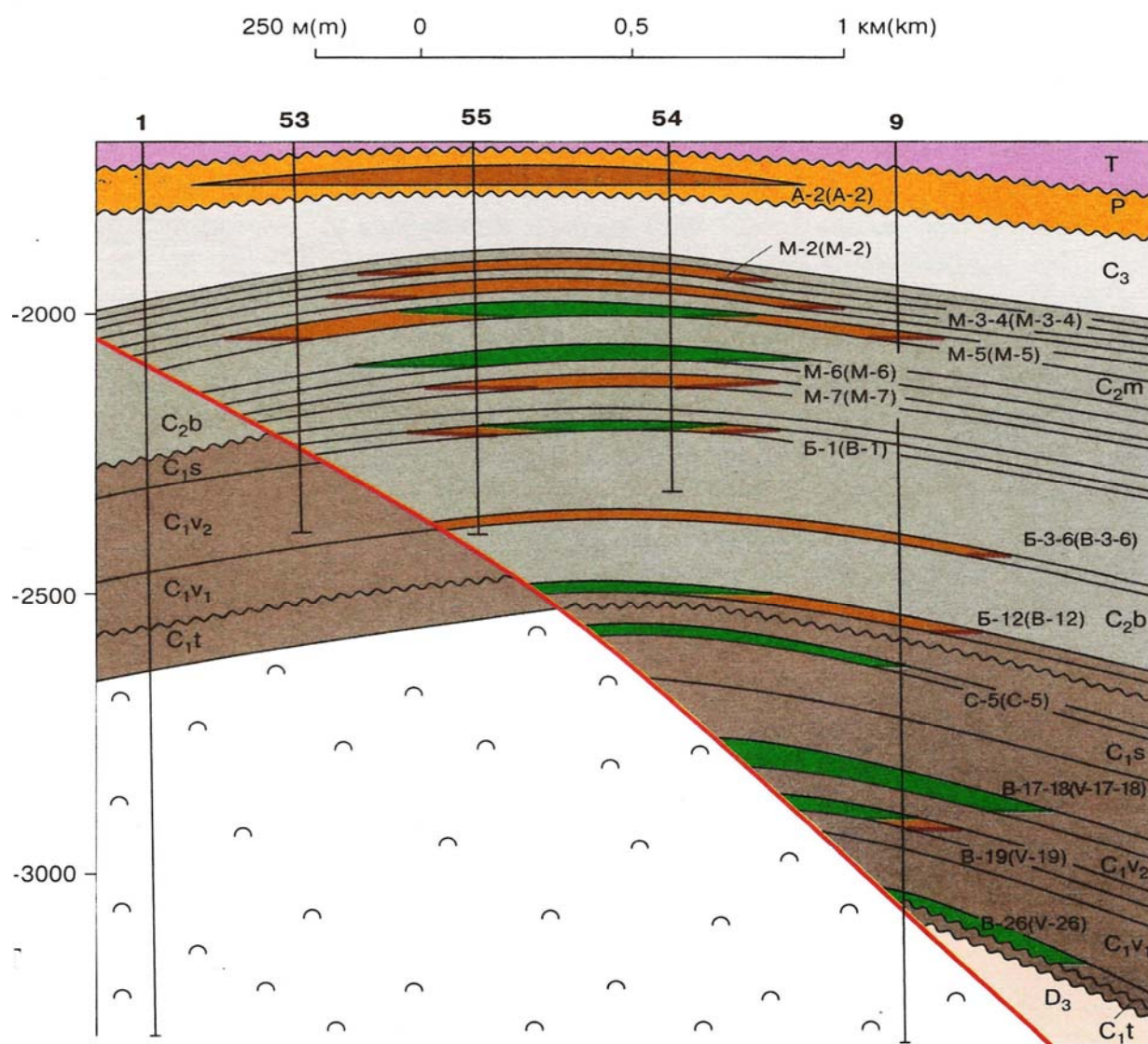


Рис.2.9 – Богданівське НГКР. Розріз продуктивної частини (за В.Я. Клепініним) [83]

Кибинцівське родовище (рис. 2.10) приурочено до Висачківсько-Ромоданівського структурного валу.

Підняття виявлене в 1951 р. структурно-пошуковим бурінням і сейсморозвідкою. За даними цих досліджень в 1957 р. розпочата бурінням св. 1, при ви пробувати якої в наступному році з продуктивного гор. С-16 (інт. 1570-1610 м) отримано приплив нафти дебітом 37 т/добу через штуцер діаметром 12 мм. До Державного балансу родовище включене в 1958 р Через несприятливі умови місцевості родовище залишилося недорозвіданим [83].

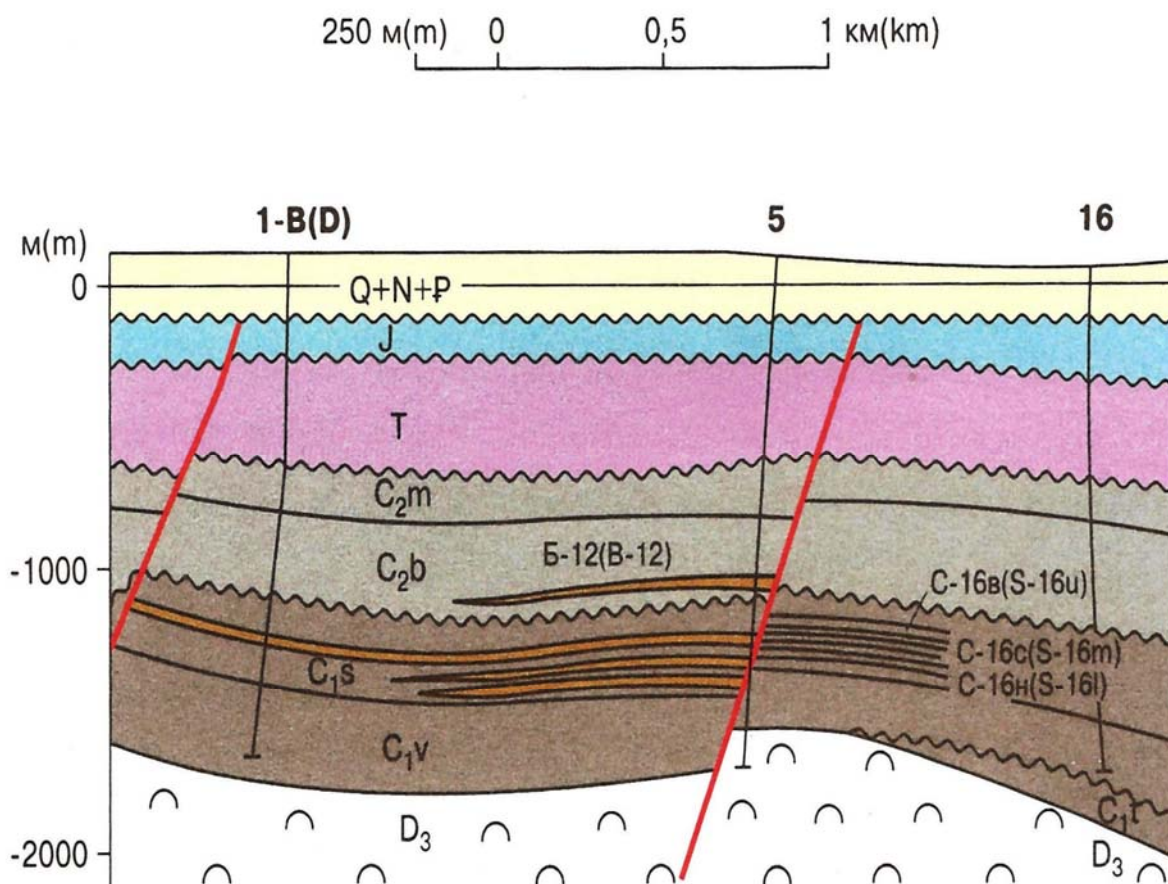


Рис.2.10 – Кибинцівське НР. Геологічний розріз (за П.Т. Павленком, Л.С. Пальцем та Н.І. Лісничою) [83]

Всього на площі пробурено сім пошукових і розвідувальних свердловин. Ними розкрито карбонатно-теригенні відклади від четвертинних до девонських, а також галогенні утворення девону.

По покрівлі гор. С-16в структура є витягнутою в південно-східному напрямку перикліналлю Ромоданівської соляної складки. В її межах виділяється невелика брахіантикліналь з апікальною частиною в районі св. 5.

Розміри структури 5,0х3,0 км. Вона розчленована на три частини системою поперечних скидів амплітудою 100-200 м.

Бурінням встановлено промислові скупчення нафти в трьох пластах гор. С-16 серпуховського та одному пласті гор. Б-12 башкирського ярусів. Колекторами є пісковики з високими фільтраційно-ємкісними властивостями. Поклади пластові, склепінні, тектонічно екрановані.

Південний борт

На Південному борті ДДЗ виявлена велика кількість нафто-, газо- та бітумопроявів в осадових породах, що залягають у різних стратиграфічних комплексах на різних глибинах. Переважна їх більшість зафіксована під час буріння вугільних свердловин в південно-східній частині борту на території, що охоплює площу Петриківського-Царичанського (19 свердловин), Новомосковського (25 свердловин), Павлоградсько-Петропавлівського (30 свердловин) вуглепромислових районів. Прямі ознаки нафтобітумопроявів отримано в діапазоні глибин від 94 м (бітумінозні піски бучацького віку) до 1000 м (серпуховські відклади та граніти фундаменту). Отримані при випробуванні вуглеводні можна віднести до ПБ класу мальт (густина 948,5 кг/м³, вміст сірки – 0,58 %, смол – 75 %, асфальтенів – 2,24 %, коксу – 9,56 %, масел – 50,07 %). Характерною особливістю району є зменшення кількості нафтобітумопроявів у напрямку з північного-заходу на південний схід, а також наявність рудопроявів (підвищена мінералізація титану та циркону). Поверх нафтобітумоносності охоплює весь стратиграфічний діапазон – від кристалічного фундаменту до палеогенових відкладів [112].

На Кобеляцькій площі в тріщинуватих амфібіолітах (св. 2ГК) і в кварц-серицитових сланцях (св. 8ГК) докембрійського фундаменту виявлена нафта.

Північний борт

На сьогоднішній день територія північного борту є найменш вивчена в нафтобітуміносному відношенні. Тут зафіксовані бітумопрояви в тріщинах фундаменту на Скворцівському родовищі на глибині близько 3500 м та у

відкладах серпуховського, візейського та башкирського ярусів (750-1200 м) на Молодовській та Аннівській площах.

Невеликі за розмірами і запасами поклади ВВН відкриті на Коробочкинському родовищі.

2.3 Обґрунтування критеріїв прогнозування зон нафтобітумонапичення

Науковою основою прогнозування нафтогазоносності надр є вивчення закономірностей формування і розміщення нафти і газу в літосфері. Прогнозування нафтогазоносності надр базується на принципі аналогії, тобто порівняльної оцінки геологічної будови і нафтогазоносності окремих територій із врахуванням виявлених закономірних зв'язків формування і розміщення скупчень нафти і газу.

Сучасна теорія і практика геологічного обґрунтування пошуків нафти і газу базується на аналізі геологічних передумов, під якими розуміють сукупність сприятливих ознак і критеріїв нафтогазоносності, що залежать від умов формування та розташування їх скупчень в земній корі. Під ознаками нафтогазоносності розуміють такі особливості геологічних об'єктів, які вказують на наявність в надрах досліджуваної території покладів нафти і газу. Ознаки нафтогазоносності вказують на те, чим геологічні об'єкти, що вміщують поклади нафти і газу, відрізняються від об'єктів, що їх не вміщують. Під критеріями нафтогазоносності розуміють ознаки нафтогазоносності, на основі яких проводиться визначення можливої нафтогазоносності геологічних об'єктів за ступенем їхньої перспективності. Виділяють такі основні групи критеріїв: структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, геохімічні, гідрогеологічні, геотермічні та природні нафтогазопрояви. Перші п'ять груп критеріїв відносяться до опосередкованих, а остання – як пряма ознака нафтогазоносності надр.

Щодо питання прогнозування зон нафтобітумонакопичення в Україні, то на сьогоднішній день воно є маловивченим і йому приділяється

недостатня увага, незважаючи на те, що за мінімальними оцінками прогнозні ресурси ВВН і ПБ становлять не менше 50 млрд м³ [114].

В роботах [111, 114] автори по аналогії з Канадою розглядають як найбільш перспективні "ареали" нафтобітумонакопичення зони обрамування і периферійні частини авлакогенів та моноклінальні схили суміжних з ними антеклиз, кристалічних щитів, виступів докембрійського фундаменту, інверсійних валоподібних структур і великих похованих палеоморфоструктур.

Однак такий підхід, на думку автора, може досить успішно використовуватися тільки на стадії регіонального прогнозу нафтогазоносності надр для оцінки перспектив значних територій та тектонічних структур I порядку. На сучасному етапі геологічного вивчення ДДЗ виникла необхідність розробити критерії локального прогнозу нафтобітумоносності, які б дали змогу оцінити перспективи нафтобітумоносності структур III і нижчих порядків.

Виходячи з розглянутих особливостей умов залягання виявлених покладів ВВН і ПБ, особливостей їх геологічної будови та враховуючи загальноприйняті критерії прогнозування нафтогазоносності надр [115-138], автором розроблені основні критерії прогнозування зон нафтобітумоносності в ДДЗ.

До них належать:

1) розташування геологічної структури в зонах перетину різнорангових, різногенетичних тектонічних розломів і розривів. Цей критерій можна віднести до групи структурно-тектонічних.

2) наявність в розрізі структури в інтервалах температур 43-55 °С, 93-108 °С сприятливих геологічних умов для формування покладів вуглеводнів (пасток, здатних акумулювати вуглеводні);

3) наявність в температурних інтервалах 43-55 °С, 93-108 °С колекторів з "аномальними" для розрізу структури ємнісними властивостями;

4) різке збільшення порівняно з фоном вмісту сульфат-іона в пластових водах одновікових теригенних відкладів. Цей критерій можна розглядати як гідро геохімічний;

5) встановлена нафтогазоносність нижче- чи вищезалягаючих відкладів;

6) прямі (при випробуванні) і візуальні (в кернах) бітумопрояви.

Виходячи з загального принципу розподілу критеріїв прогнозування нафтогазоносності надр на прямі і опосередковані, перші з чотирьох критеріїв нафтобітумоносності можна віднести до опосередкованих ознак, два останні – до прямих.

Опосередковані ознаки по окремоті можуть свідчити тільки про сприятливі умови для наявності в надрах досліджуваного об'єкта покладів ВВН і ПБ, однак не дають можливість говорити про будь-які перспективи. Про можливу нафтобітумоносність об'єкта можна говорити тільки в тому випадку, коли в його межах існують всі чотири критерії опосередкованих ознак нафтобітумоносності. Іншими словами, необхідною умовою існування в надрах покладів ВВН і ПБ є наявність в розрізі структури, що знаходиться на перетині різнонаправлених тектонічних порушень, в певних температурних інтервалах (43-55 °C чи 93-108 °C) якої існують пастки, колектори яких характеризуються аномально високими для розрізу ємкісними властивостями, а для пластових вод характерний підвищений (порівняно з фоном) вміст сульфат-іону.

Необхідні умови в поєднанні з прямими ознаками нафтобітумоносності можна розглядати як достатні умови існування покладів ВВН і ПБ в межах досліджуваного об'єкта.

2.4 Визначення перспективних зон нафтобітумонакопичення в ДДЗ

На основі всебічного аналізу комплексу розроблених критеріїв нафтобітумоносності для досліджуваної території, вивчення закономірностей

поширення скупчень ВВН і ПБ та їхньої просторової зміни проведена якісна оцінка перспектив нафтобітумоносності надр.

Після ретельного вивчення геологічних, геофізичних, геохімічних, гідрогеологічних, термобаричних та інших матеріалів по 220 родовищах ДДЗ в розрізі досліджуваного регіону виділені можливі нафтобітумоносні комплекси, визначені глибини їх залягання та перспективні структури.

Основою для прогнозування зон нафтобітумонакопичення стали побудовані карти ізоліній глибин та відповідних їм стратиграфічних комплексів по ізотермах 43 °С та 93 °С. При цьому приймалися до уваги також нижні границі встановлених температурних інтервалів – 55 °С та 108 °С.

Другий етап зводився до аналізу приуроченості структури до системи тектонічних порушень. З цією метою на побудовані карти ізоліній глибин була нанесена структурно-тектонічна основа (за Ю.О. Арсірієм з доповненням В.В. Гладуна, 2012 р.) (рис. 2.11-2.12).

Чим ближче до зони перетину розломів розташована структура, тим більша ймовірність заповнення її пасток в температурних інтервалах 43-55 °С або 93-108 °С ВВН чи ПБ.

На третьому етапі по виділених перспективних структурах проводився аналіз колекторських властивостей порід, які залягають в інтервалі глибин, що відповідають визначеним температурним інтервалам 43-55 °С або 93-108 °С. Також проводився аналіз зміни сульфат-іону в пластових водах стратиграфічних комплексів, які залягають в інтервалах температур 43-55 °С або 93-108 °С та вище- і нижчезалягаючих продуктивних горизонтах.

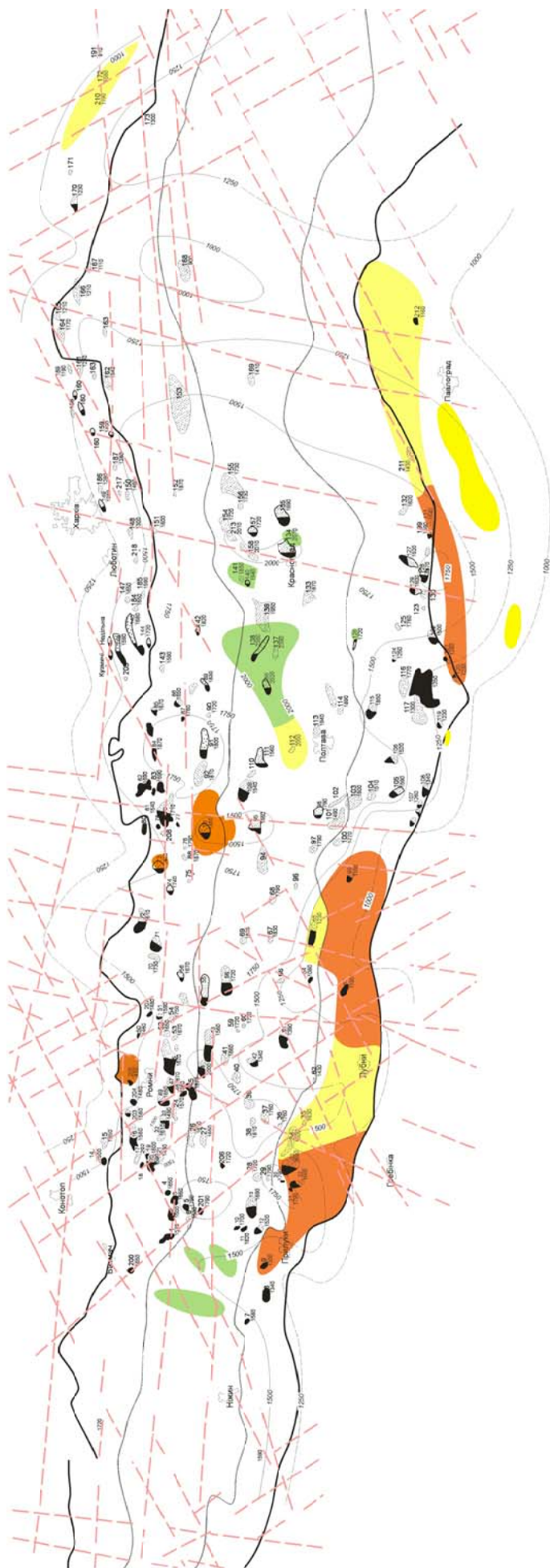


Рис. 2.11 – Схема розташування прогнозних зон нафтобігумонакопичення в інтервалі температур 43-55 °C

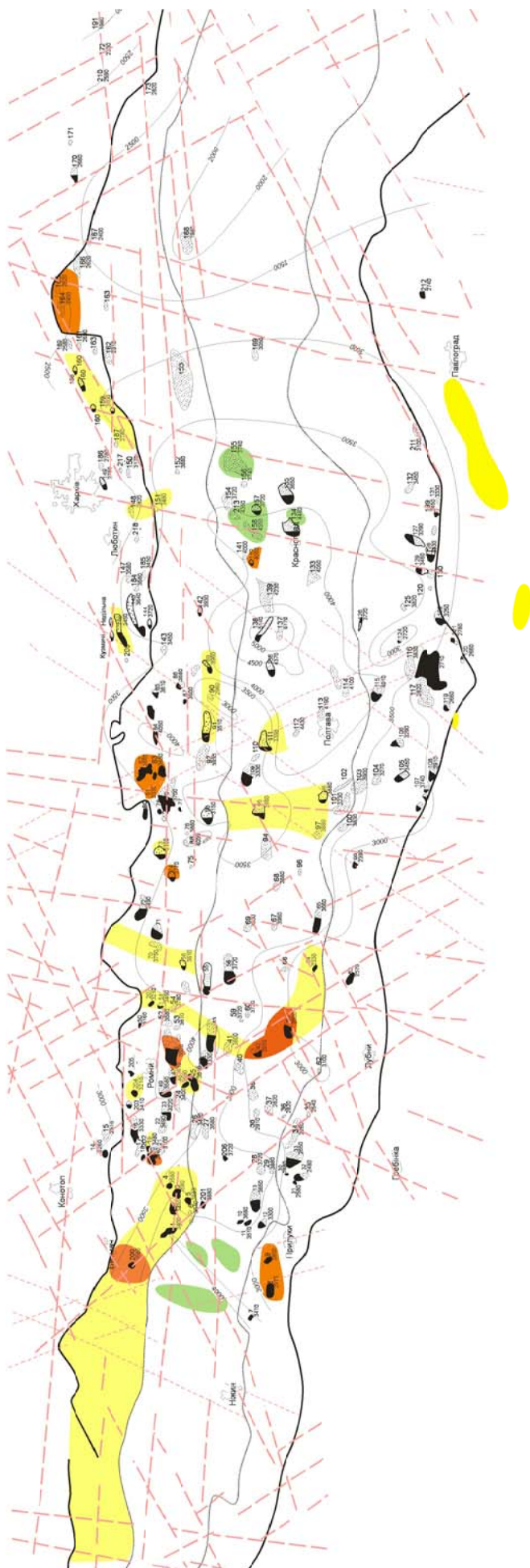


Рис. 2.12 – Схема розташування прогнозних зон нафтобігумонакопичення в інтервалі температур 93-108 °C

Крім структур з доведеною нафтогазоносністю надр, при визначенні можливих зон нафтобітумонакопичення розглядалися також структури, розташовані в межах площ, на яких в різний час проводилися геологорозвідувальні роботи, що не призвели до відкриття родовищ вуглеводнів. Це, перш за все, північно-західна частина ДДЗ та північний і південний борти. При прогнозуванні нафтобітумоносності таких структур велика увага приділялася макро- та мікропроявам нафтобітумонасиченості та літолого-фізичній характеристиці колекторів і пластових флюїдів, оскільки дані по гідрогеологічній характеристиці та розподілу температурного поля в надрах цих територій доволі обмежені.

Виділені перспективні зони нафтобітумонакопичення згруповано в дев'ять перспективних районів: Скоробагатьківсько-Яблунівський, Качанівсько-Бугруватівський, Софіївсько-Анастасіївський, Прилуцько-Сагайдацький, Солохівсько-Новоукраїнський, Михайлівсько-Левенцівський, Грибоворуднянсько-Бахмацький, Кобеляцько-Кохівський, Скворцівсько-Аннівський (рис. 2.13) та проведено їх ранжування за ступенем геологічної вивченості, глибиною залягання та величиною перспективних ресурсів можливих покладів, техніко-економічною ефективністю освоєння (табл.2.4.)

Останній показник визначався, враховуючи подальшу можливість комплексної розробки покладів традиційних нафти і газу та ВВН і ПБ, виходячи з із обсягу вже розвіданих на родовищі запасів ВВ, стадії розробки родовища, кількості покладів, що перебувають в розробці, розвитку інфраструктури (облаштування родовища, кількість пробурених свердловин та ін.).

За ступенем перспективності райони нафтобітумонакопичення розподіляються наступним чином:

I – Скоробагатьківсько-Яблунівський (найперспективніший).

В межах району вже відкрито п'ять родовищ з покладами ВВН та ПБ (Глинсько-Розбишівське, Скоробагатьківське, Яблунівське, Малосорочинське, Валюхівське), серед яких і одне з найбільших за розвіданими запасами (близько 50 млн т) Яблунівське НГКР.

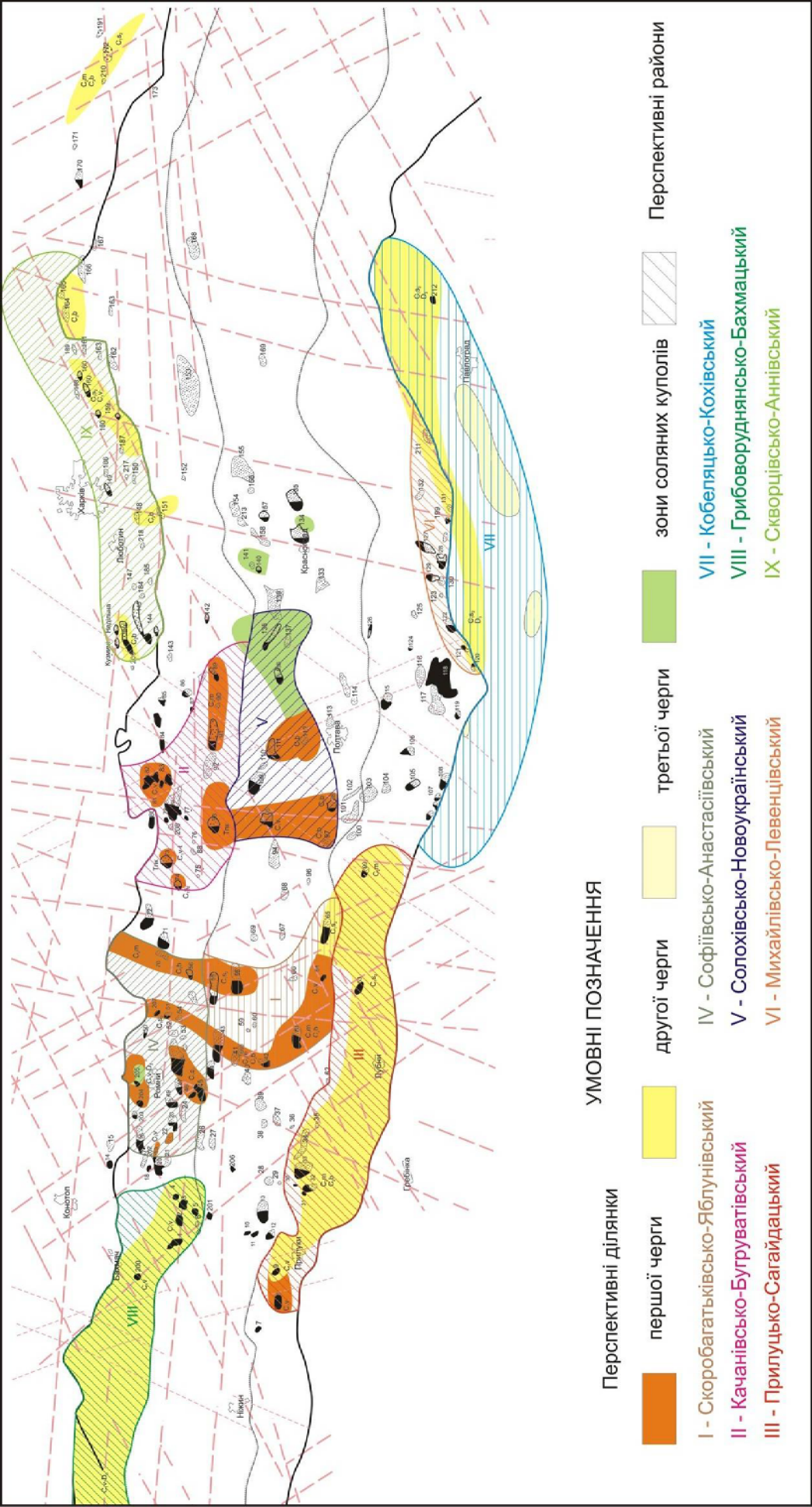


Рис. 2.13 – Схема розташування перспективних зон нафтобігумонакопичення Дніпровсько-Донецької западини

Таблиця 2.4

Перспективні райони нафтобігумонакопичення ДДЗ

Номер району	Перспективний район	родовища	І температурний діапазон в межах глибин		відклади	II температурний діапазон в межах глибин		відклади	черговість проведення ГРП	
			від	до		від	до		I зона	II зона
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	Скоробагатівсько-Яблунівський	Рудівське	1660	2120		3590	4170	C _{2b} , C _{1s}		3
		Скоробагатівське	1340	1720		2910	3380	C _{2m} (M-5)		2
		Глинсько-Розбишівське	1560	1990	P (П-2)	3100	3600	C _{1s} (C-3)	1	2
		Валюхівське	1750	2240	T	3780	4390	C _{2b} , C _{1s}		3
		Яблунівське	1390	1770		3000	3480	C _{2m} , C _{2b}	2	1
		Малосорочинське	1080	1380		2330	2700	C _{1v}		2
		Радченківське	1230	1570	C _{1s}	2660	3090			
II	Качанівсько-Бугруватівський	Качанівське	1430	1830	T, P, C ₃	3100	3600	C _{1v} (B-20-22), C _{1t} (T-1)	1	1
		Червонозаярське	1740	2230		3770	4370	C _{1s}		3
		Хухринське	1540	1960		3320	3860	pC		1
		Бугруватівське	1690	2160		3650	4240	C _{1v} (B-14-B-21)		1
		Кисівське	1830	2340		3960	4600	C _{2m} , C _{2b}		2
		Степне	1720	2200		2950	3430	C ₃ , C _{2m}		3
		Березівське	1800	2300		3510	4080	C _{2m}		2
III	Прилуцько-Сагайдацький	Малодівицьке	1340	1720		2910	3380	C _{1v} (B-16-17)		1
		Прилуцьке	1300	1660	C _{2m} , C _{2b}	2800	3250	C _{1v}		1
		Левківське	1650	2120	C _{2b}	3580	4150		2	
		Богданівське	1600	2050	C _{2m} , C _{2b}	3470	4030		1	
		Білоусівське	1500	1920	P, C ₃	3250	3780		3	
		Чорнухинське	1630	2090	C _{2m}	3540	4110		3	
		Кибинцівське	1180	1520	C _{1s} (C-8)	2560	2980	C _{1v} (нижче B-16)	1	
		Сагайдацьке	1100	1410	C _{2m} (M-2)	2380	2770		1	
IV	Софіївсько-Анастасівський	Матлахівське	1600	2050		3470	4030	C _{1v}		2
		Андріяшівське	1670	2130	J	3600	4190	C _{1s} , C _{1v}		3
		Кампанське	1660	2120		3590	4170	C _{1s}		3
		Анастасівське	1670	2140	T	3620	4200	C _{1s} (вище C-4)		1
		Шатравинське	1590	2040	T	3440	4000	C _{1s}		3
		Русанівське	1750	2240	P-T	3780	4390	C _{1s}		3
		Гадяцьке	1670	2130	T	3600	4190	C _{2b} (B-11)		2
		Софіївське	1570	2010		3390	3940	C _{1v} (B-19)		1
		Східно-Рогінцівське	1480	1900		3210	3720	C _{1v} (нижче B-26)		2
		Бережівське	1600	2050		3470	4030	C _{1v}		2
		Ярошівське	1650	2120		3580	4150	C _{1v} (вище B-15)		2
		Петрушівське	1790	2290		3880	4500	C _{1v} (B-20)		
		Роменське			девонська брекчія				1	
V	Солохівсько-Новоукраїнський	Гоголівське	1790	2290	T	3880	4500	C _{2b}		3
		Байрацьке	1790	2290		3880	4500	C _{2b}		2
		Руновщинське	2050	2620	девонська брекчія	4430	5140		2	
		Чутівське	2020	2580	C ₃ , C _{2b} (B-4-6)	4370	5070		2	
		Новоукраїнське	2380	3040		5140	5970	C _{1s}	3	
VI	Михайлівсько-Левенцівський	Михайлівське	1230	1570	C _{1v}	2660	3090	D	2	
		Юрївське	1260	1620	C _{1s} , C _{1v}	2780	3220	D	1	
		Голубівське	1540	1960	C _{1s} (C-3,4,6)	3320	3860	D	1	
		Баготойське	1620	2080	C _{2m} , C _{2b}	3440	4000	D		
		Ульянівське	1590	2040	C _{2b} (B-3-4)	3440	4000		1	
		Левенцівське	1430	1830		3100	3600		3	

Продовж. табл. 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
VII	Кобеляцько-Кохівський	Кохівське	1260	1620	C _{1s} , C _{1v}	2740	3180		3	
VIII	Грибоворуднянсько-Бахмацький	Грибоворуднянська	1220	2200				C _{1v}		2
		Дмитрівська						D		3
		Ісачківська						D		3
		Холмське						C _{1v} , D		2
		Тванське						C _{1v} , D		2
		Бахмацьке	1650	2120		3580	4150	C _{1v}		2
IX	Скворцівсько-Аннівський	Скворцівське	1590	2040	C ₃	3440	4000	pЄ		2
		Островецьке	1300	1670	T-J	2820	3270	C _{2b}		3
		Білозерське	1390	1770	C ₃	3000	3480	C _{1v}		3
		Денисівське	1280	1640		2780	3220	C _{1s}		3

Перспективи відкриття нових покладів пов'язуються з московськими і башкирськими відкладами Скоробагатківського родовища, башкирськими відкладами Валюхівського, Рудівського родовищ та серпуховськими відкладами Радченківського родовища.

II – Качанівсько-Бугруватівський.

Другий за перспективністю відкриття покладів ВВН і ПБ район ДДЗ. На сьогоднішній день в межах району найбільші за розвіданими запасами поклади ВВН і ПБ відкриті на Бугруватівському родовищі. Крім того поклади ВВН відкриті на Качанівському, Хухринському, Березівському родовищах.

Подальші перспективи відкриття нових покладів пов'язуються з кристалічним фундаментом Хухринського родовища, серпуховськими відкладами Червонозаярського, тріасовими відкладами Більського, московськими відкладами Березівського та Степового, а також московськими і башкирськими відкладами Кисівського родовищ.

III – Прилуцько-Сагайдацький.

Перспективи даного району у відношенні нафтобітумоносності оцінюються досить високо, однак кількість виявлених структур тут незначна, що і знижує ступінь перспективності району порівняно з вищезгаданими. На поточний час в межах району відкриті поклади ВВН і ПБ на Прилуцькому, Малодівицькому, Богданівському, Кибинцівському, Сагайдацькому родовищах.

Відкриття нових покладів пов'язується з московськими і башкирськими відкладами Сагайдацького, башкирськими відкладами Прилуцького, Богданівського, Левківського, московськими відкладами Чорнухинського родовищ. Не виключено також відкриття незначних покладів ВВН і ПБ у верхньокам'яновугільних відкладах Чорнухинського родовища.

IV – Софіївсько-Анастасівський.

На поточний час в межах району поклади ВВН і ПБ встановлені на Скороходівському, Східно-Рогинцівському, Бережівському, Роменському та Анастасівському родовищах.

Подальші перспективи пов'язуються з візейськими відкладами Матлахівського, Петрушівського, Андріяшівського та Кампанського родовищ.

V – Солохівсько-Новоукраїнський.

Відкриті поклади ВВН в межах району приурочені до Солохівського, Чутівського, Котлярівського родовищ, які до недавнього часу вважалися газоконденсатними.

Подальші перспективи відкриття нових покладів ВВН і ПБ пов'язуються з башкирськими відкладами Байрацького, Гоголівського, серпуховськими відкладами Матвіївського родовищ та зоною соляного штоку Руновщинського родовища. Не виключено також існування невеликих покладів ВВН і ПБ у верхньокам'яновугільних відкладах Червоноярського та Старовірівського родовищ.

VI – Михайлівсько-Левенцівський.

В межах району відкрито невеликі поклади ВВН і ПБ на Юріївському, Східно-Новоселівському, Ульяновському, Голубівському родовищах. Нафтобітумонасичені керни були підняті із серпуховських відкладів Михайлівського родовища, хоча досі воно вважається газовим.

Перспективи нафтобітумоносності пов'язуються з башкирськими відкладами Ульяновського та Левенцівського родовищ, візейськими відкладами Михайлівського родовища

VII – Кобеляцько-Кохівський.

Високі перспективи нафтобітумоносності даного району базуються на факті численних мікро- та макробітумопроявів на території південного борту, Переважна їх більшість зафіксована під час буріння вугільних свердловин в південно-східній частині борту на території, що охоплює площу Кобеляцького, Петриківського, Царичанського, Новомосковського, Павлоградського, Петропавлівського районів та Кохівського родовища. Прямі ознаки нафтобітумопроявів отримано в діапазоні глибин від 94 м (бітумінозні піски бучацького віку) до 1000 м (серпуховські відклади та граніти фундаменту).

Таким чином, в межах даної території можуть бути відкриті скупчення як традиційних для ДДЗ ВВН і ПБ класу мальт, так і гіпергенно змінені нафти, які ймовірно будуть більше тяжіти до асфальтитів.

VIII – Грибоворуднянсько-Бахмацький.

Перспективи відкриття покладів ВВН і ПБ пов'язуються з девонськими відкладами на Грибоворуднянській, Великобубнівській, Великозагорській, Холмській, Тванській, Максаківській, Борківській, Березнянській структурах.

IX – Скворцівсько-Аннівський.

На поточний час невеликі поклади ВВН встановлені на Шевченківському, Іскрівському, Коробочкинському родовищах.

Перспективи нафтобітумоносності північного борту в першу чергу пов'язуються з породами кристалічного фундаменту на Скворцівському та Кузьмичівському родовищах, а також серпуховськими відкладами таких неантиклінальних структур як Аннівська, Молодовська, Двурічна. Крім того перспективними можуть бути башкирські відклади Островецького, серпуховські відклади Денисівського та візейські відклади Білозерського родовищ.

Окремим пошуковим об'єктом розглядаються зони розповсюдження соляних діапирів, які сприятливі для формування як гіпергенного, так і фазово-міграційного рядів ПБ. Серед першочергових об'єктів виділяються

зони розповсюдження соляних куполів Грибоворуднянсько-Бахмацького та Прилуцько-Сагайдацького перспективних районів.

У межах території досліджень із урахуванням рейтингової оцінки виділено 14 перспективних ділянок I черги, в межах яких обрано сім першочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт: Скоробагатьківське, Яблунівське, Гадяцьке, Куличихинське, Солохівське, Михайлівське, Валюхівське. Прогнозні ресурси по цих об'єктах ВВН і ПБ оцінені на рівні 300 млн т.

РОЗДІЛ 3

ВПЛИВ ГЕОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ВИЯВЛЕННЯ, РОЗВІДКУ ТА РОЗРОБКУ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

Як зазначалося в попередньому розділі, поклади ВВН і ПБ в ДДЗ залягають в парагенезі з нафтовими та газовими покладами, тому володіють певною подібністю в умовах залягання [139]. Однак, сучасний стан вивчення високов'язких нафт та природних бітумів дозволяє впевнено говорити, що вони істотно відрізняються від традиційних нафт за хімічним складом, фізико-хімічними властивостями, ступенем взаємодії із вміщуючими породами та характером насичення порового середовища останніх, що суттєво впливає на їх ступінь вилучення з надр.

Характерною особливістю ВВН і ПБ є: наявність обширної групи мікроелементів (ванадій, нікель, залізо, хром, сірка та ін.), підвищена радіоактивність, пов'язана з наявністю урану в складі бітуму, низький газовміст (частіше всього менше $30 \text{ м}^3/\text{т}$) та тиск насичення (на порядок менший початкового пластового тиску). На відміну від звичайних нафт, для яких характерна наявність "жирного газу", газ, розчинений в ВВН і ПБ, "сухий" (вміст метану близько 90 %).

Враховуючи специфіку ВВН і ПБ, методи і підходи, які застосовуються при розвідці, розробці, видобутку і переробці традиційних нафт не можуть безпосередньо впроваджуватися на покладах високов'язких нафт та природних бітумів [32, 33, 34].

Для розроблення нових підходів, необхідно в першу чергу визначити характерні особливості покладів ВВН і ПБ, виявити чинники, якими вони зумовлені.

На прикладі Яблунівського родовища, яке є найбільшим в ДДЗ за величиною розвіданих запасів ВВН і ПБ, розглянуто особливості геологічної будови покладів ВВН і ПБ.

Поклади ВВН і ПБ Яблунівського родовища приурочені до продуктивних горизонтів московського та башкирського ярусів середнього карбону.

У відкладах московського ярусу встановлено п'ять продуктивних горизонтів (М-7, М-6, М-5н, М-5в, М-4), які містять запаси високов'язкої бітумінозної нафти.

В розрізі башкирського ярусу виділено шість продуктивних горизонтів, з якими пов'язані нафтові та газоконденсатні поклади: гор. Б-5, Б-6в, Б-6н, Б-8, Б-10 і Б-11.

Найбільшими за запасами є поклади продуктивних гор. М-7 та Б-6в, Б-6н.

Колекторами цих відкладів є пласти поліміктових, дрібно-, рідше середньозернистих пісковиків сірого та алевролітів і темно-сірого кольору. Цемент колекторів гідрослюдисто-каолінітовий нерівномірнопорового типу, вміст якого досягає 30 %. Наявний також бітумний цемент.

Діапазон зміни проникності порід 0,5-116,7 мД, відкритої пористості 4-17,7 % і нафтонасичення 38-90 %. Ефективна товщина змінюється від 9 м до 51 м.

Гор. М-7 приурочений до підосви московського ярусу. Охарактеризований керном в свердловинах 11, 12, 502. Колекторами є пласти поліміктових, дрібно-, рідше середньозернистих пісковиків сірого та алевролітів і темно-сірого кольору. Цемент колекторів гідрослюдисто-каолінітовий нерівномірнопорового типу, вміст якого досягає 30 %. Нерівномірно розвинутий бітумний цемент, який представлений темно-коричневим окисленим бітумом, що заповнює пори породи і розвинений на стінках пор. Значення відкритої пористості колекторів горизонту змінюється від 10,2 % до 14,2 %, проникність змінюється від $8,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $20,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Середнє значення відкритої пористості складає 10,7 %, проникності – $15,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², нафтонасиченості (за ГДС) – 69 %. Ефективна товщина змінюється від 9 до 51 м.

Гор. Б-6н в літологічному відношенні представлений чергуванням пластів пісковиків, аргілітів та алевролітів, іноді зустрічаються дуже тонкі прошарки вапняків і доломітів. Товщина горизонту дорівнює 39 м. Охарактеризований керном в св. 402, 500, 512.

Породами-колекторами є пісковики, рідше алевроліти.

Алевроліти світло-темносірі, з глинистим цементом, з численними прошарками темно-сірого аргіліту. Текстура пологохвиляста та субгоризонтальнохвиляста.

Пісковики сірі, темно-коричневі, коричнево-сірі, середньотонкозернисті, кварцові, алевритисті, слюдисті. Цемент переважно глинистий, місцями доломітово-глинистий. Текстура косохвиляста, пологохвиляста, косошарувата.

За результатами дослідження керну, відібраного із св. 402 з глибини 3605-3613 м, проникність гор. Б-6н складає 84,14 мД, пористість – 13,91 %. За результатами дослідження кернового матеріалу, відібраного в св. 500, пористість коливається в межах від 2,77 % до 8,34 %, проникність досягає 37 мД.

За ГДС пористість колекторів гор. Б-6н змінюється від 11 % до 21 %, нафтогазонасиченість – від 55-63 % до 88 %, ефективна нафтонасичена товщина – 10,5-22,4 м.

Гор. Б-6в в літологічному відношенні представлений пісковиками, глинистими пісковиками місцями із включенням алевроліту. Керном горизонт охарактеризований у св. 9, 13, 500, 402.

В св. 9 і 13 породи-колектори представлені пісковиками, алевролітами з рідкими прошарками глинистих порід і вапняків. Пісковики від дрібно- до крупнозернистих, олігоміктового складу, який включає кварцу 65-70 %, уламків польових шпатів від 10 % до 20 %, уламків кремнисто-слюдистих порід, кварцитів, аргілітів, рідко ефузивів – до 10-15 %. Шаруватість пісковиків майже невиражена, інколи вона може підкреслюватись прошарками, які вміщують окислений бітум. Останній розвинутий на стінках

пор, деколи в порах. Цемент пісковиків каолінітовий, гідрослюдий, рідше кварцово-регенераційний неповно-поровий, місцями поровий.

Пористість пісковиків коливається від 1,8 % до 19,8 %, проникність від $0,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $540,6 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. З врахуванням прийнятої для башкиру нижньої межі пористості 9,5 %, середня пористість по горизонту складає 13,3 %, проникність $(30,9-42,5) \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

В св. 500 гор. Б-6в представлений пісковиками і в нижній частині розрізу прошарком чорного аргіліту. Товщина горизонту за ГДС дорівнює 28 м.

Пісковики сіро-коричневі, різнозернисті, від крупно- до тонкозернистих, іноді грубозернисті, гравелитисті, місцями у тонких прошарках (до 7 см) переходять у гравійно-галечний конгломерат, представлений уламками кварцового пісковика, глинистих порід і кварцом. Цемент пісковиків глинистий. Цементация середня, місцями до слабкої. Штуфи породи мають різкий запах вуглеводнів.

Пористість пісковиків коливається від 8,9 % до 5,7 %, проникність – від $6,1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $24,49 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, карбонатність – від 1,2 % до 2,0 %.

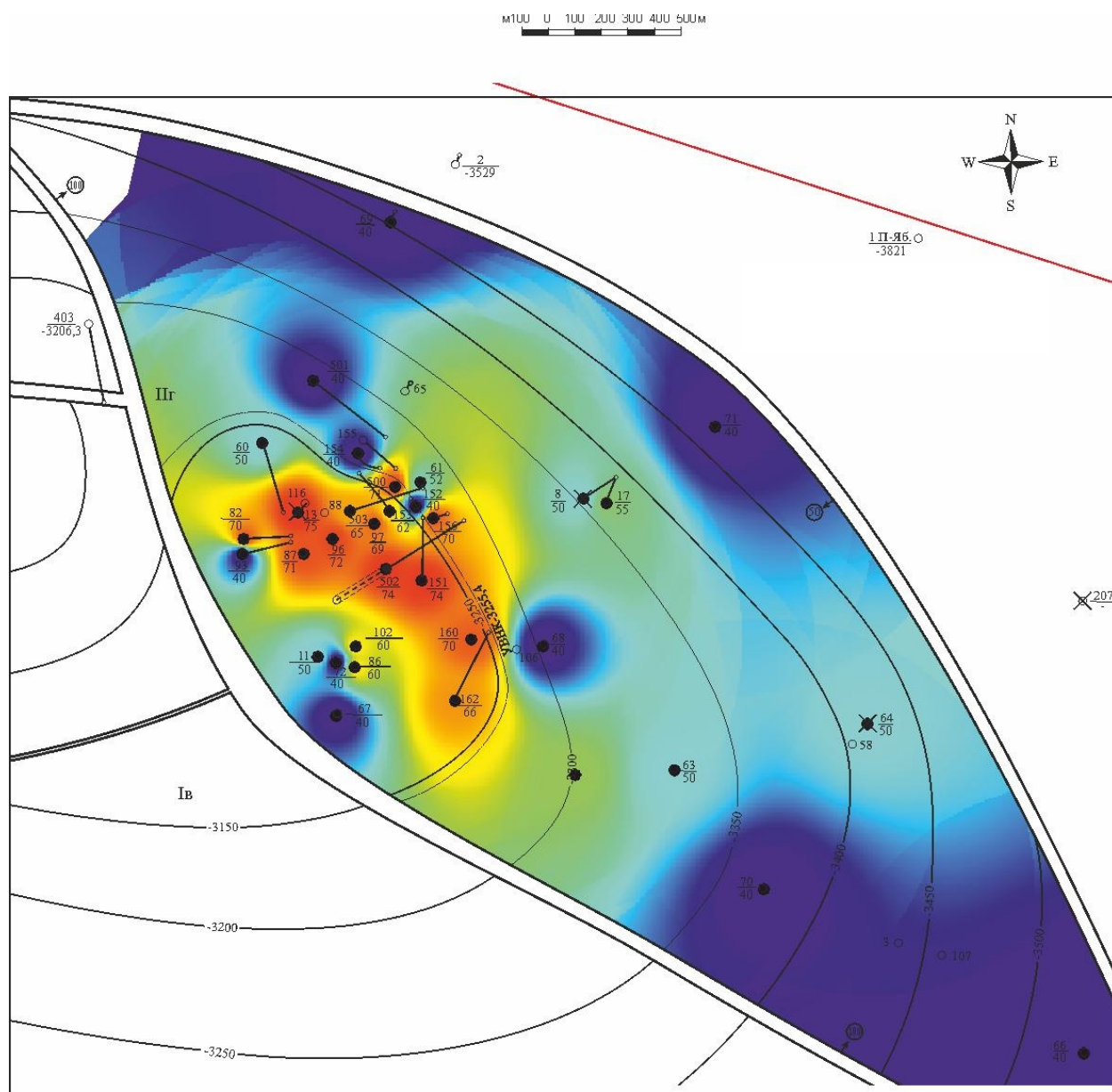
За результатами дослідження керну, відібраного в св. 402 пористість становить 9,2 %, проникність – 0,38 мД.

За ГДС пористість колекторів гор. Б-6в змінюється від 14 % до 28 %, нафтогазонасиченість – від 60 % до 88 %, ефективна нафтонасичена товщина – від 4 м (св. 97) до 26,6 м (св. 151). Абсолютна газопроникність досліджених порід башкирського та московського ярусів Яблунівського родовища змінюється від 0,0005 мД до 116,7 мД. Діапазон зміни пористості порід 4,3-19,2 %. Вміст залишкової води змінюється від 10 % до 62 %, тобто коефіцієнт нафтонасичення 90-38 %. Ефективна пористість порід змінюється від 4,1 % до 17,3%, а динамічна: у низькопроникних з високим вмістом залишкової води змінюється від 0,2 % до 11,3 %, і лише у зразках, проникністю понад 116 мД вона досягає 11,3 %.

Колектори продуктивних горизонтів московського і башкирського ярусів характеризуються різкою мінливістю природної радіоактивності (від 2-3 мкр/год до 10 мкр/год). Підвищена природна гамма-активність порід не пов'язана із глинистістю, а зумовлена в одних випадках калій-торієвою мінералізацією, в інших – циркон-турмаліною.

Колектори з аномаліями другої групи характеризуються радіоактивністю, близькою до радіоактивності глинистих порід. Так, в св. 13 керн з інтервалу 3450-3570 м (гор. Б-5) представлений поліміктовим пісковиком (кварц 60-70 %, польові шпати 20-40 %, слюди 10-15 %) з наступним вмістом радіоактивних елементів: калію – 0,6-1,4 %, урану (радію) – $1-3 \cdot 10^{-4}$ %, торію – $10,5-63,5 \cdot 10^{-4}$ %. Аномальні значення вмісту урану і торію в породі супроводжуються також високими концентраціями цинку. Вказані відмінності між значеннями природної радіоактивності порід добре відображаються на кривих ГК.

Виявлені поклади не є гідродинамічно усталеними рівноважними системами і характеризуються різкою мінливістю коефіцієнтів нафтонасиченості (рис. 3.1-3.3). В приконтурній частині покладів зустрічаються пропластки з відносно високим коефіцієнтом нафтонасиченості, тоді як в припіднятих склепінних ділянках зустрічаються пропластки з низьким значенням коефіцієнта нафтонасиченості, характерним для перехідних зон. При цьому по гор. М-7 спостерігається більш різка мінливість коефіцієнтів нафтонасиченості по площі, ніж по гор. Б-6н, Б-6в, що ймовірно пов'язано із фізико-хімічними властивостями самих вуглеводнів, які насичують колектори зазначених горизонтів. Так, нафта московських відкладів характеризується значно більшою густиною, в'язкістю, вмістом смол, асфальтенів і сірки, ніж нафта башкирських відкладів і без застосування розчинників не видобувається навіть в свердловинах з горизонтальним закінченням. Це типова мальта.



Умовні позначення

- гірло свердловини
- вибій свердловини
- точка входу в пласт
- "горизонтальна" ділянка
- точка виходу з пласта (вибій)
- № св. Кнг
- свердловини ліквідовані
- ізогіпси покривлі пониженої частини пласта, абс. відм., м
- місцезоположення тектонічних порушень, амплітуда та напрям їх зміщення
- ВНК, УНК, УВНК, НГВП
- межа ліцензійної ділянки

	Кнг
	75
	52,1
	50
	48
	40

Рис. 3.1 – Карта нафтонасичення гор. М-7 Яблунівського НГКР

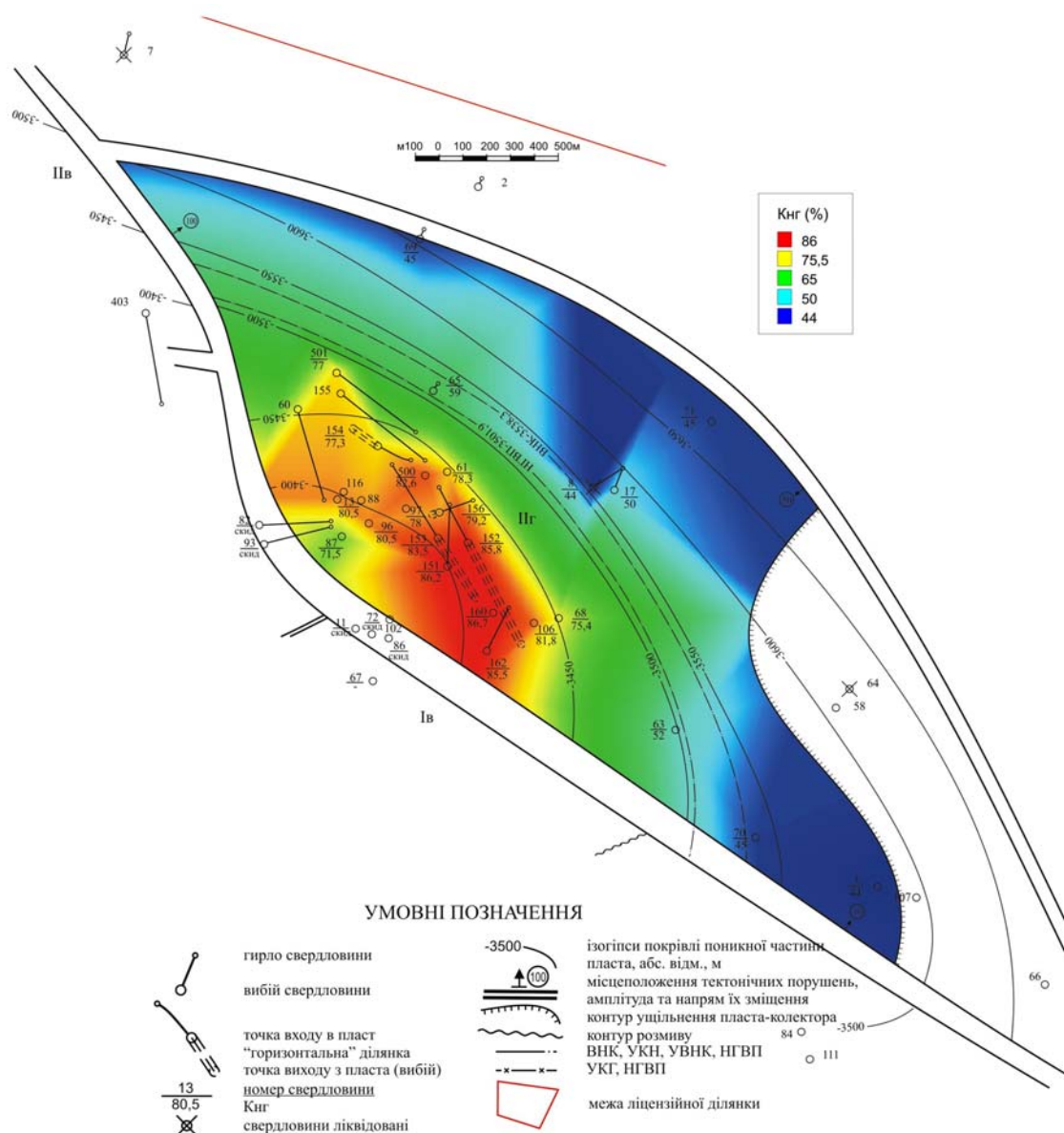


Рис. 3.3 – Карта нафтонасичення гор. Б-6н Яблунівського НГКР

З метою визначення особливостей будови колектора покладів ВВН та ПБ та його порового середовища були проведені лабораторні дослідження колекції зразків керну, відібраного із московських та башкирських відкладів Яблунівського родовища [140].

Дослідження з визначення абсолютної газопроникності зразків проводились в умовах, що моделюють пластові на циліндричних зразках методом стаціонарної фільтрації. Величина ефективного тиску становила 40 МПа. Абсолютна проникність за повітрям коливається в межах від 0,0005 мД до 116,7 мД. Діапазон зміни пористості порід 4,3-19,2 % (за

насиченням їх моделлю пластової води загальною мінералізацією 180 г/л) (табл. 3.1.) Вміст залишкової води змінюється від 10 % до 62 %. У таблиці 3.1 також наведені визначення відкритої пористості, визначеної насиченням зразків моделлю пластової води і гасом (рис. 3.4); ефективної і динамічної пористості.

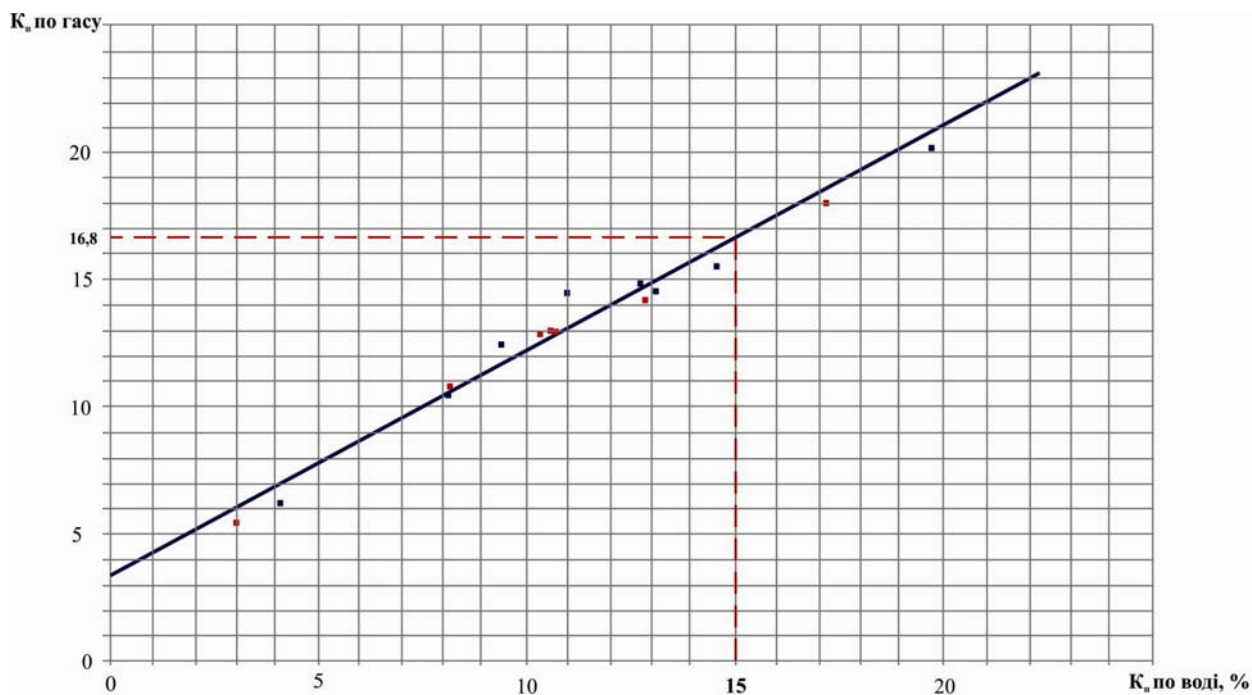


Рис. 3.4 — Співвідношення між відкритою пористістю, визначеною насиченням зразків пластовою водою і гасом

Результати капіляриметричних досліджень методом центрифугування (табл. 3.2) стали основою для визначення ефективної і динамічної пористості (див. табл. 3.1), структурних параметрів порового простору, структури нафтонасичення (рис. 3.5), змочуваності порід, фазової проникності.

Таблиця 3.1

Результати визначення фільтраційно-ємнісних параметрів порід башкирського та московського віку

Яблунівського родовища

Св. №	№ Лаб. зразка	Вибурування зразка відносно нашарування	Інтервал відбору м.	Номер керну	Місце відбору	Продуктивний горизонт	Пористість K_p , %				Абсолютна газопрохідність $K_{пр}$, мД	Коефіцієнт залишкового водонасичення, $K_{зв}$, %	Відкориговане значення залишкового водонасичення $K_{зв}^*$, %
							поверхневі умови		пластові умови				
							відкрита $K_{пв}$	ефективна $K_{пе}$	динамічна $K_{пд}$	$K_{пл}$			
500	Яб-1	☐	3540-3550	К-14	низ	Б-6	9,2	7,6	2,8	8,2	9,9	27	-
	Яб-2	☐	3543-3550	К-14	низ	Б-6	8,5	5,8	2	7,6	3,7	32	26
		☒	3543-3550	К-14	низ	Б-6	9,9	-	-	8,8	3,7	-	-
	Яб-3	☐	3550-3560	К-15	середина	Б-6	12,8	10	6,7	11,4	68	22	19
	Яб-4	☐	3570-3580	К-17	низ	Б-6	4,3	-	-	3,8	0,4	-	-
502	Яб-5	☐	3505-3515	К-11	низ	Б-5	8,9	6,4	1,3	7,9	1,2	28	20
		☒	3505-3515	К-11	низ	Б-5	9,5	-	-	8,5	2,2	-	-
	Яб-6	☐	3474-3481	К-6	верх	М-7	13,4	10,4	3,5	11,9	11,8	22	20
	Яб-7	☐	3545-3563	К-14	середина	Б-6	6,7	-	-	6	0,1	-	-
	512	Яб-8	☐	3538-3545	К-13	середина	Б-6	16,8	13,6	7,7	15	50,5	19
☒			3538-3545	К-13	середина	Б-6	16,8	-	-	15	49,1	-	-
Яб-9		☐	3533-3538	К-12	верх	Б-6	14,6	10,5	5,1	13	15,7	28	26
Яб-10		☐	3655-3663	К-16	середина	Б-10	4,5	-	-	4	0,0005	-	-
Яб-11		☐	3695-3700	К-19	середина	Б-11	19,2	17,3	11,3	17,1	116,7	10	9,5
11	Яб-12	☐	3700-3706	К-20	середина	Б-11	11,9	8,9	2,7	10,6	19	25	20
	30936	☐	3771-3181	К-1	низ	М-4	14,1	7,1	2,3	12,5	5,3	50	-
	31186	☐	3230-3239	К-7	низ	М-5	14,2	8,1	2,7	12,6	6,8	43	-
	3148/1	☐	3376-3385	К-12	низ	М-7	10,9	4,1	0,2	9,7	1	62	-
	3131	☐	3230-3239	К-7	низ	М-5	15,4	-	-	13,7	14,9	-	-

Таблиця 3.2

Результати капіляриметричних досліджень порід башкирського та московського віку Яблунівського родовища

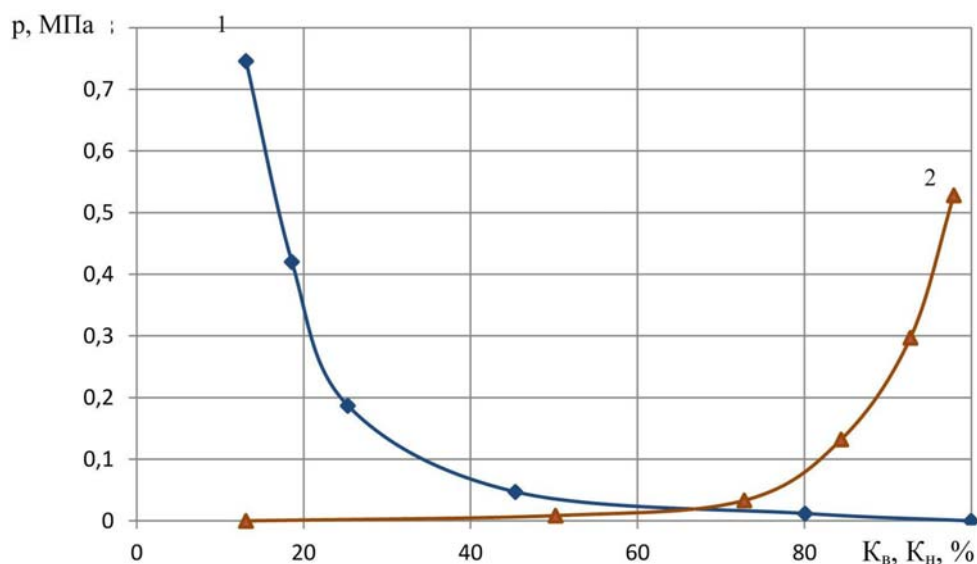
№ лаб. зразка	Інтервал відбору, м	Система пластова вода – повітря			коефіцієнт залишкового водо насичення, К _{зв} , %	Система залишкова вода – нафта – повітря		
		тиск витіснення р, МПа	коефіцієнт водонасичення, К _в , %	тиск витіснення, р, МПа		сума коефіцієнтів витіснення нафти і залишкового водонасичення (β _в + К _{зв}), %	коефіцієнт залишкового нафтонасичення К _{зв} , %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
ЯБ-1	3540-3550	0	100	27	0	26	43	
		0,012	86,5		0,0085	30,7		
		0,047	53,6		0,0332	52,8		
		0,187	34		0,132	74,6		
		0,42	27,7		0,297	82,8		
		0,746	26		0,528	90		
ЯБ-2	3543-3550	0	100	32	0	30,6	44	
		0,012	90,1		0,0085	35,7		
		0,047	64,9		0,0332	50,2		
		0,187	46,1		0,132	68,4		
		0,42	33,7		0,297	78,2		
		0,746	30,6		0,528	87,5		
ЯБ-3	3550-3560	0	100	22	0	21,3	26	
		0,012	74,6		0,0085	37,6		
		0,047	36,8		0,0332	74,3		
		0,187	26,7		0,132	86,5		
		0,42	22,9		0,297	93		
		0,746	21,3		0,528	-		
ЯБ-4	3570-3580	0	-	-	0	-	-	
		0,012	-		0,0085	-		
		0,047	-		0,0332	-		
		0,187	-		0,132	-		
		0,42	-		0,297	-		
		0,746	-		0,528	-		
ЯБ-5	3505-3515	0	100	28	0	25	57	
		0,012	87,8		0,0085	29,2		
		0,047	63,8		0,0332	42,4		
		0,187	37,1		0,132	60,4		
		0,42	28,6		0,297	69,1		
		0,746	25		0,528	75,6		

Продовж. табл. 3.2

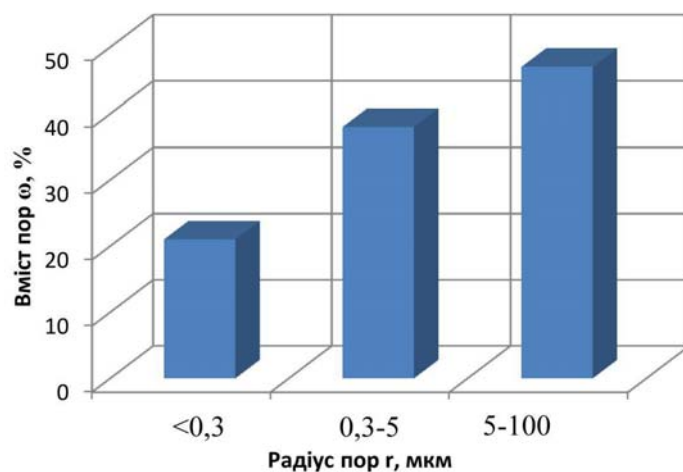
1	2	3	4	5	6	7	8
ЯБ-6	3474-3481	0	100	22	0	14	52
		0,012	69,1		0,0085	36,8	
		0,047	63,3		0,0332	53,7	
		0,187	38,7		0,132	72,4	
		0,42	24,7		0,297	81	
		0,746	14		0,528	91,6	
ЯБ-7	3545-3563	0	-	-	0	-	-
		0,012	-		0,0085	-	
		0,047	-		0,0332	-	
		0,187	-		0,132	-	
		0,42	-		0,297	-	
		0,746	-		0,528	-	
ЯБ-8	3338-3545	0	100	19	0	13,1	35
		0,012	80,1		0,0085	50,2	
		0,047	45,4		0,0332	72,8	
		0,187	25,3		0,132	84,4	
		0,42	18,6		0,297	92,7	
		0,746	13,1		0,528	97,9	
ЯБ-9	3333-3538	0	100	28	0	23,4	37
		0,012	91,4		0,0085	38,8	
		0,047	65,4		0,0332	64,6	
		0,187	38,2		0,132	78,6	
		0,42	29,4		0,297	87,9	
		0,746	23,4		0,528	95,1	
ЯБ-10	3555-3663	0	-	-	0	-	-
		0,012	-		0,0085	-	
		0,047	-		0,0332	-	
		0,187	-		0,132	-	
		0,42	-		0,297	-	
		0,746	-		0,528	-	
ЯБ-11	3695-3700	0	100	10	0	7	31
		0,012	45,5		0,0085	66,9	
		0,047	25,1		0,0332	80,6	
		0,187	15,3		0,132	87,1	
		0,42	10,3		0,297	91,6	
		0,746	7		0,528	96,3	

Продовж. табл. 3.2

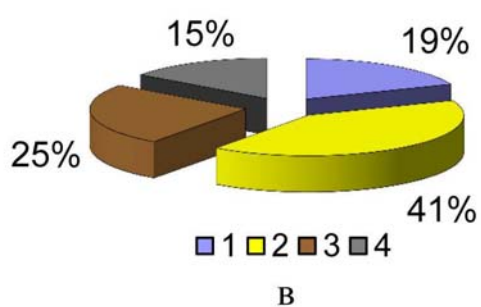
1	2	3	4	5	6	7	8
Я6-12	3700-3706	0	100	25	0	20,5	52
		0,012	75,6		0,0085	42	
		0,047	59,9		0,0332	57,4	
		0,187	39,5		0,132	69,3	
		0,42	26,8		0,297	79,6	
		0,746	20,5		0,528	86,3	
30936	377-3781	0	100	50	0	43	34
		0,012	93,8		0,0085	48,9	
		0,047	86,2		0,0332	64,9	
		0,187	61,7		0,132	78,8	
		0,42	50,9		0,297	86	
		0,746	43		0,528	93,9	
31186	3230-3239	0	100	43	0	37,4	38
		0,012	94,7		0,0085	43,7	
		0,047	86,9		0,0332	62,1	
		0,187	57,8		0,132	77,3	
		0,42	45,3		0,297	83,1	
		0,746	37,4		0,528	90,5	
3148/1	3376-3385	0	100	62	0	51,2	36
		0,012	97,5		0,0085	54,5	
		0,047	94,9		0,0332	59,3	
		0,187	76,8		0,132	74,9	
		0,42	62,2		0,297	83,5	
		0,746	51,2		0,528	90,9	
3131	3230-3239	0	-	-	0	-	-
		0,012	-		0,0085	-	
		0,047	-		0,0332	-	
		0,187	-		0,132	-	
		0,42	-		0,297	-	
		0,746	-		0,528	-	



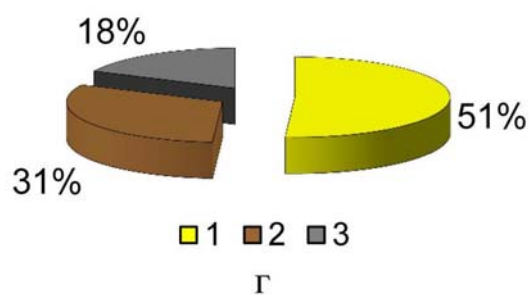
а



б



в



г

Рисунок 3.5 – Зразок Яб-8. Криві капілярного тиску (а) для води (1) і нафти (2), порометрична характеристика (б), структура флюїдонасичення (в) і структура нафтонасичення (г) для порід-колекторів проникністю 50,5 мД:

в) 1-залишкова вода; 2-вільна нафта; 3-плівкова нафта; 4-адсорбована нафта;

г) 1-вільна нафта; 2-плівкова нафта; 3-адсорбована нафта

Ефективна пористість порід змінюється від 4,1 % до 17,3 %, а динамічна: у низькопроникних з високим вмістом залишкової води змінюється від 0,2 % до 11,3 %, і лише у зразках, проникністю понад 116 мД вона досягає 11,3 %. За відкритої пористості понад 10,5 % динамічна пористість більша за нуль (рис. 3.6), тобто фіксується витіснення нафти. В діапазоні пористості 7-10,4 % нафта перебуває у фазово нерухомому стані, оскільки динамічна пористість відсутня.

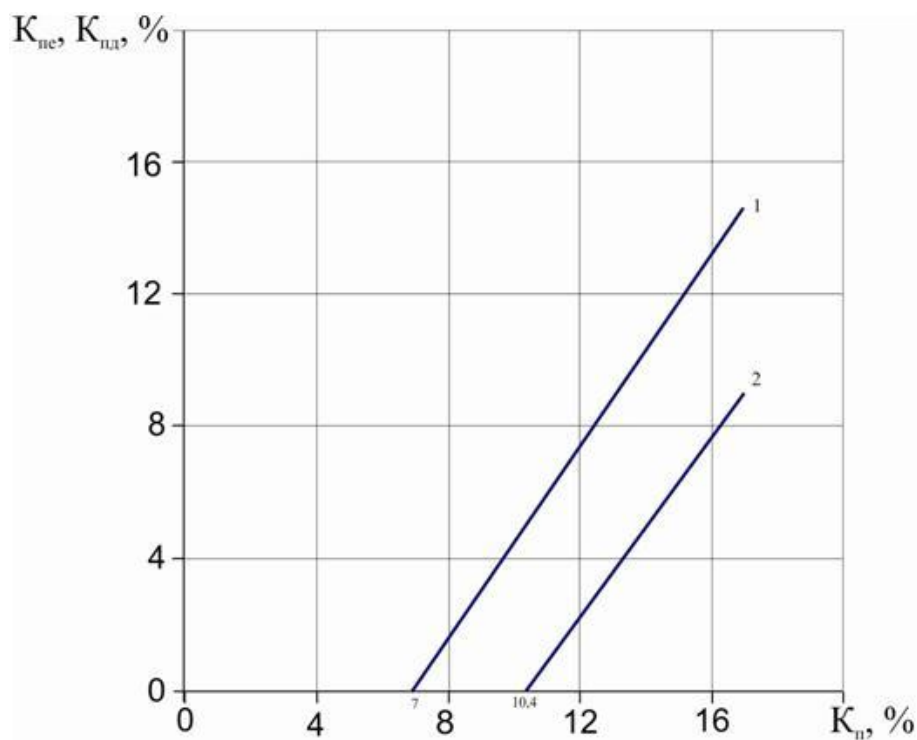


Рис. 3.6 – Співвідношення між ефективною і відкритою (1), динамічною і відкритою (2) пористістю порід-колекторів

За результатами лабораторних досліджень розподіл порових каналів порід-колекторів Яблунівського родовища за складовими структури їх порового простору (табл. 3.3) виглядає таким чином: частка надкапілярних порових каналів K_a змінюється від 10 % до 59 %; частка капілярних пор $K_{\Delta p}$ – від 20 % до 51 %, частка субкапілярних пор (заповнені залишковою водою) K_z – від 10 % до 62 %. Типові гістограми кількісного визначення параметрів структури порового простору зображені на відповідних рисунках (див. рис. 3.5 б).

Таблиця 3.3

Результати вивчення електричних властивостей порід башкирського та московського віку Яблунівського родовища

Св. №	№ лаб. зразка	Вибурювання зразка відносно нашарування	Інтервал відбору м.	Продуктивний горизонт	Питомий електричний опір водонасичених порід $\rho_{\text{вл}}$, Ом·м	Параметр пористості P_n	Коефіцієнт відкритої пористості, $K_{\text{пл}}$ %		Питомий електричний опір частково водонасичених порід $\rho_{\text{пл}}$, Ом·м	Водонасичення K_v , %		Параметр насичення P_n
							по воді	по газу		початкове	відкориговане	
500	ЯБ-1	□	3540-3550	Б-6	9,8	169	8,2	10,3	172,3	26	21	17,6
	ЯБ-2	□	3543-3550	Б-6	11,3	195,6	7,6	9,6	170,9	30,6	25	15,1
		└	3543-3550	Б-6	9,2	159,2	8,8	10,8	-	-	-	-
	ЯБ-3	□	3550-3560	Б-6	5,1	88	11,4	13,3	405,6	21,3	18,3	79,5
	ЯБ-4	□	3570-3580	Б-6	162	2795	3,8	5,8	-	-	-	-
502	ЯБ-5	□	3505-3515	Б-5	9,4	162,1	7,9	10,9	239,8	25	18,1	25,5
		└	3505-3515	Б-5	13,6	234,5	8,5	10,4	-	-	-	-
	ЯБ-6	□	3474-3481	М-7	6,5	95,1	11,9	13,2	-	-	-	-
	ЯБ-7	□	3545-3563	Б-6	28,5	4,9	6	8,2	-	-	-	-
		□	3538-3545	Б-6	2,4	41,4	15	16,3	179,8	13,1	12	82,5
512	ЯБ-8	└	3538-3545	Б-6	3,1	53,4	15	16,3	-	-	-	-
		□	3533-3538	Б-6	2,3	39,7	13	14,1	69,2	23,4	21,6	30,1
	ЯБ-10	□	3655-3663	Б-10	111,5	1922	4	6,7	-	-	-	-
	ЯБ-11	□	3695-3700	Б-11	2,3	39,7	17,1	18,1	583,2	7	6,6	253,6
	ЯБ-12	□	3700-3706	Б-11	5,7	98,3	10,6	13	135,2	20,5	16,7	23,7

Мінімальні значення параметру неоднорідності ефективного і загального властиві породам з найкращими фільтраційно-ємнісними властивостями, а за загального параметру неоднорідності, близько 4,6 порода втрачає властивості віддавати вуглеводні, оскільки вміст субкапілярних пор, заповнених залишковою водою близький до 60 %.

Електричні властивості порід вивчали з використанням моделі пластової води загальною мінералізацією 180 г/л хлористого натрію ($\gamma_v = 1,103 \text{ г/см}^3$; $\rho_v = 0,058 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) в кернотримачі шляхом насичення їх водою під вакуумом і капілярним просоченням до стабілізації електричного опору (табл. 3.4).

Параметр пористості P_n (див. табл. 3.4) для зразків змінюється від 4,9 до 2795, а параметр насичення P_n при різному водонасиченні зразка K_v – від 15,1 (при $K_v=25 \%$) до 253,6 (при $K_v=6,6 \%$).

Одержані залежності між параметром пористості та відкритою пористістю, параметром насичення та водонасиченням зображені на рис. 3.7-3.8 (червоним кольором на рисунках показана залежність прийнята ДКЗ, а в зафарбованих секторах показано поле розбіжностей, якщо за основу брати об'єм пор, визначений насиченням зразків гасом, а не водою). Зазначені залежності рекомендуються для практичного використання під час інтерпретації ГДС.

Визначення змочуваності виконано методом витіснення незмішуваних рідин (пластової води і гасу) в діапазоні тисків від 0,0085-0,746 МПа. Контроль за повним насиченням зразків водою пластової мінералізації та гасом здійснювався вимірюванням їх маси та електричного опору.

Таблиця 3.4

Розподіл і процентний вміст порових каналів порід башкирського та московського віку Яблунівського родовища

№ лаб. зразка	Інтервал відбору, м	Розподіл порових каналів						Параметр неоднорідності	
		процентний вміст			радіус пор, мкм			ефективний Р	загальний Р _Σ
		надкапілярних, K _а	капілярних, K _{лр}	субкапілярних, K _с	надкапілярних, K _а	капілярних, K _{лр}	субкапілярних, K _с		
ЯБ-1	3540-3550	40	33	27	5-100	0,3-5	□0,3	0,83	1,5
ЯБ-2	3543-3550	29	39	32	5-100	0,3-5	□0,3	1,34	2,34
ЯБ-3	3550-3560	55	23	22	5-100	0,3-5	□0,3	0,42	0,82
ЯБ-5	3505-3515	30	42	28	5-100	0,3-5	□0,3	0,42	0,82
ЯБ-6	3474-3481	30	48	22	10-100	0,3-10	□0,3	1,6	2,33
ЯБ-8	3538-3545	45	36	19	5-100	0,3-5	□0,3	0,8	1,22
ЯБ-9	3533-3538	30	42	28	5-100	0,3-5	□0,3	1,4	2,33
ЯБ-11	3695-3700	59	31	10	7-100	0,3-7	□0,3	0,53	0,69
ЯБ-12	3700-3706	24	51	25	7-100	0,3-7	□0,3	2,1	3,17
30936	371-381	10	40	50	7-100	0,3-7	□0,3	4	5
31186	3230-3239	35	22	43	1-100	0,3-1	□0,3	0,63	1,86
3148/1	3376-3385	18	20	62	1-100	0,3-1	□0,3	1,11	4,56

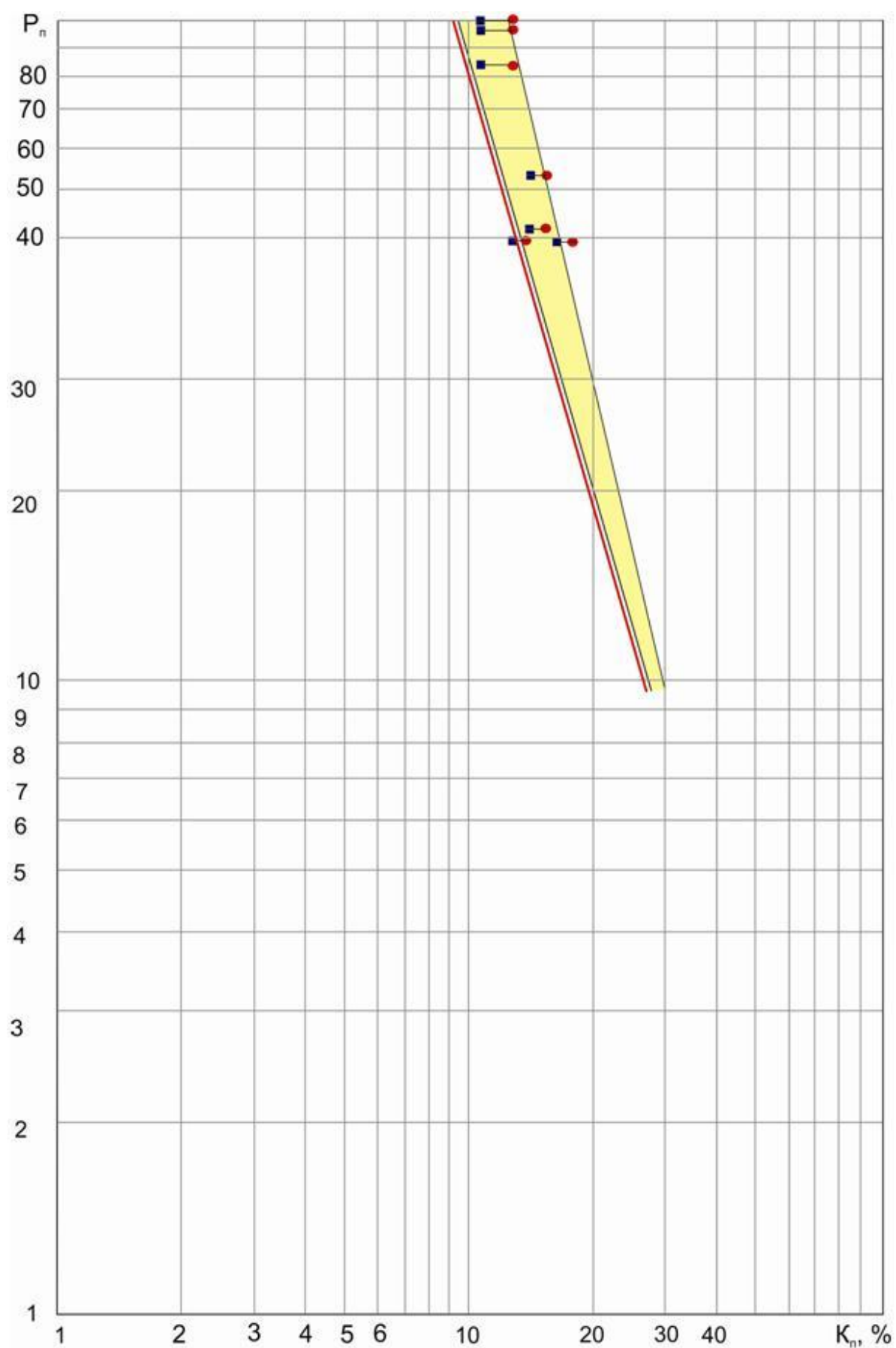


Рис. 3.7 – Залежність між параметром пористості і коефіцієнтом пористості

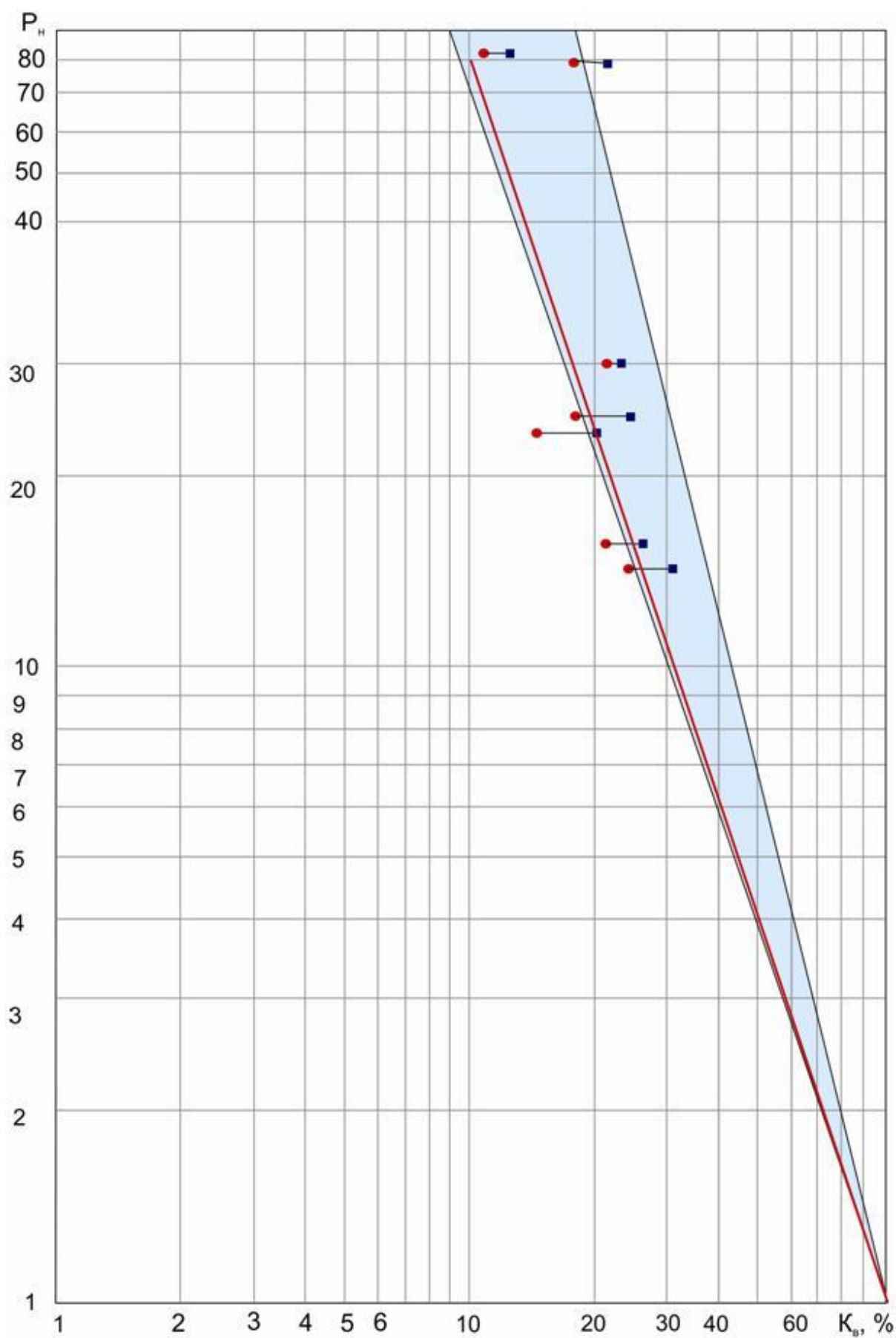


Рис. 3.8 – Залежність між параметром насичення і коефіцієнтом насичення

Дослідження змочуваності окремих зразків, відібраних із свердловин Яблунівського родовища (рис. 3.9, 3.10, табл. 3.5) показали, що більшість зразків мають гідрофобний характер змочування поверхні. Це проявляється у заниженні відкритої пористості визначеної насиченням зразків моделлю пластової води і гасом (табл. 3.6). Максимальних значень крайовий кут змочування досягає 116° . Це потрібно брати до уваги під час проектування ефективних систем розробки Яблунівського родовища, оскільки в гідрофобних породах-колекторах відбувається поршневий прорив витісняючого агента (води) через надкапілярні порові канали, які мають радіус понад 10-100 мкм.

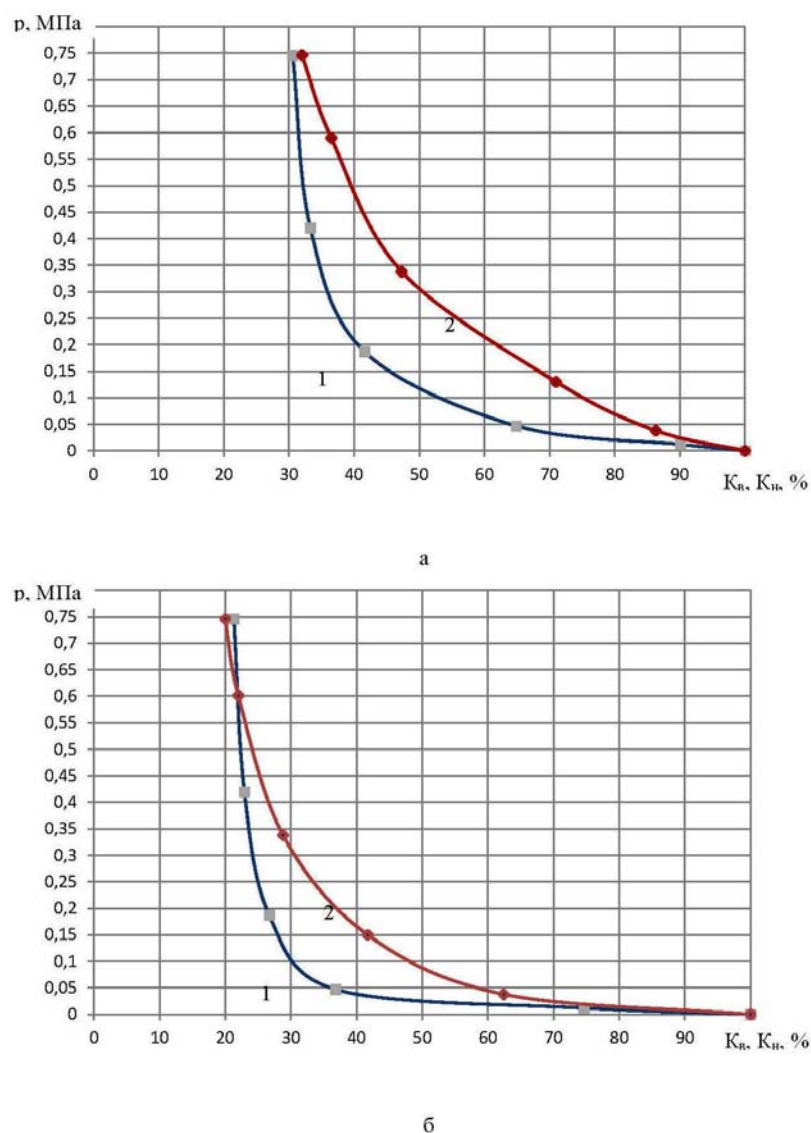


Рис. 3.9 – Особливості капілярного витіснення води (1) і нафти (2) у гідрофобному поровому середовищі, зразок Яб-2 (а) і зразок Яб-3 (б)

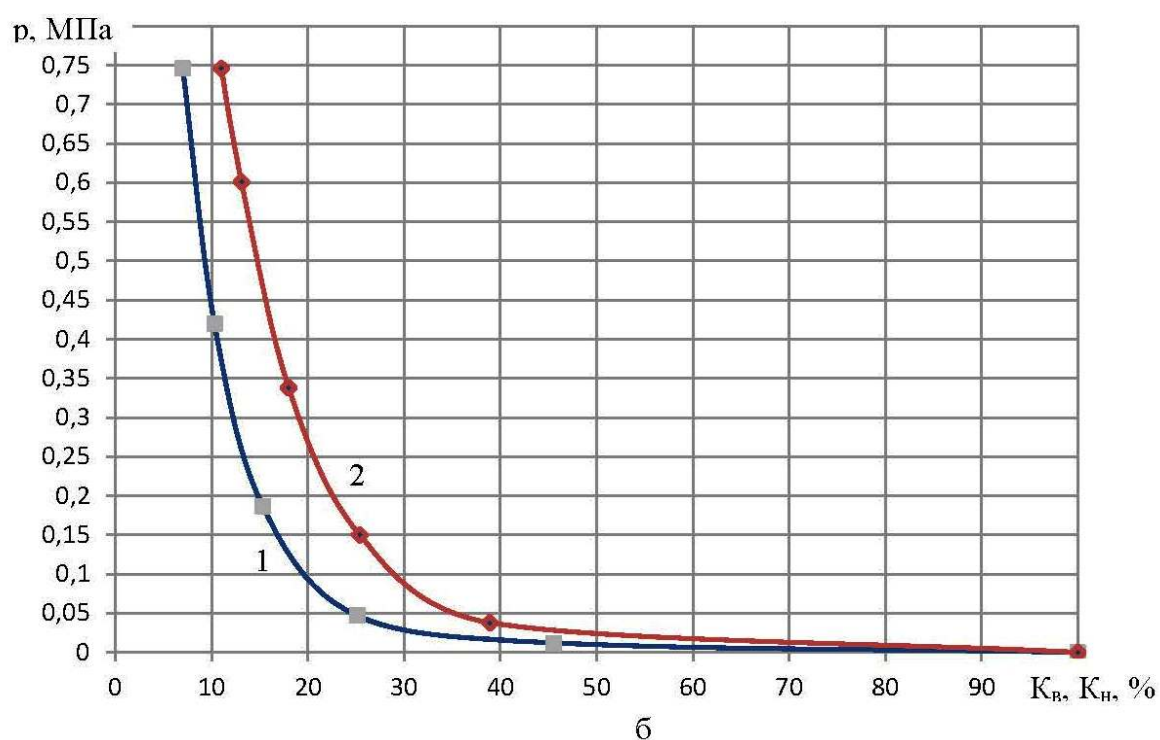
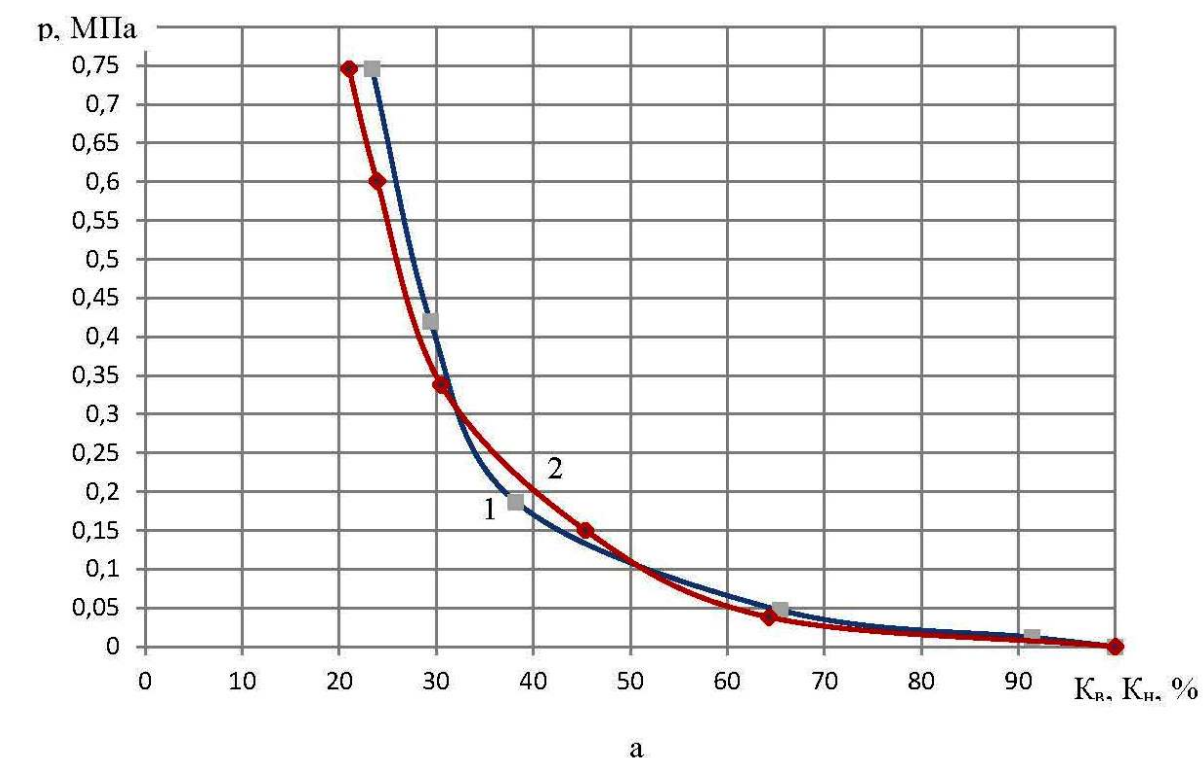


Рис. 3.10 – Особливості капілярного витіснення води (1) і нафти (2) у породах-колекторах з нейтральною змочуваністю, зразок ЯБ-9 (а) і гідрофобному поровому середовищі, зразок ЯБ-11 (б)

Таблиця 3.5

**Результати визначення змочуваності порід-колекторів башкирського
ярусу Яблунівського родовища**

Лабораторний № зразка	Тиск витіснення p , МПа	Коефіцієнт водонасичення $K_{в, \%}$	Коефіцієнт гасонасичення $K_{г, \%}$	Відносне відхилення	Крайовий кут змочування Θ , °
1	2	3	4	5	6
Яб-2	0	100	100	0	90
	0,05	64,9	84	-0,227	103
	0,1	53	75	-0,293	107
	0,15	55,1	68	-0,189	102
	0,2	40,5	62,5	-0,352	111
	0,25	37,7	56	-0,327	109
	0,3	36	50,7	-0,29	107
	0,35	34	46,9	-0,275	106
	0,4	33	43,5	-0,241	104
	0,45	32,8	41,5	-0,21	102
	0,5	32,3	39,5	-0,182	100
	0,55	32	37	-0,135	98
	0,6	31,8	36	-0,117	97
	0,65	31,5	34,5	-0,087	95
	0,7	31	34	-0,088	95
	0,75	30,6	32	-0,044	93
Яб-3	0	100	100	0	90
	0,05	36,2	58,7	-0,383	113
	0,1	30,1	48	-0,372	112
	0,15	28	41,6	-0,327	111
	0,2	25,8	36,5	-0,293	111
	0,25	25	34	-0,265	111
	0,3	24,7	31	-0,203	111
	0,35	24	28,3	-0,152	111
	0,4	23,8	26,2	-0,092	110
	0,45	23,4	25,1	-0,068	110
	0,5	23	24,6	-0,065	110
	0,55	22,6	23,3	-0,03	110
	0,6	22	22	0	90
	0,65	22,1	21,9	0,009	89
	0,7	21,8	21	0,037	88
	0,75	21,7	20	0,078	86
Яб-9	0	100	100	0	90
	0,05	65	60,5	0,069	86
	0,1	52	52	0	90
	0,15	100	100	0	90
	0,2	36,9	40,3	0,084	95
	0,25	34	36	0,056	93
	0,3	33,2	33,2	0	90
	0,35	31,4	30	0,045	87
	0,4	30	28	0,067	86
	0,45	28,5	27,1	0,049	87
	0,5	27,5	25,8	0,062	86
	0,55	26,3	25	0,049	87
	0,6	25,5	23,9	0,063	86
	0,65	25	23,4	0,064	86
	0,7	24,7	22	0,11	84
	0,75	23,4	21	0,102	84

Продовж. табл. 3.5

1	2	3	4	5	6
Яб-11	0	100	100	0	90
	0,05	25,1	35	-0,386	113
	0,1	19,9	28,4	-0,299	107
	0,15	16,5	25,4	-0,35	110
	0,2	15	23	-0,348	110
	0,25	0,25	14	-0,333	109
	0,3	0,3	13,2	-0,29	107
	0,35	0,35	12	-0,33	109
	0,4	0,4	11	-0,333	109
	0,45	0,45	10	-0,342	110
	0,5	0,5	9	-0,4	114
	0,55	0,55	8,3	-0,439	116
	0,6	0,6	7,8	-0,405	114
	0,65	0,65	7,5	-0,419	115
	0,7	0,7	7,2	-0,363	111
	0,75	0,75	7	-0,364	111

Типові залежності відносних фазових проникностей для нафти і води від водонасичення порід-колекторів Яблунівського родовища, встановлені за зазначеною методикою, зображені на рис. 3.11.

Аналіз отриманих усереднених фазових проникностей свідчить про те, що відносна фазова проникність (ВФП) для нафти і води однакові за водонасичення близько 50 % (точка перетину кривих), а за його значення близького до 55 % фільтрація нафти практично припиняється. Фазова проникність для води близька до нуля за умов водонасичення порід-колекторів 35 %. Спільний розгляд кривих ВФП для води і нафти і петрофізичної залежності $P_n=f(K_v)$ дозволяє встановити критичні значення фізичних властивостей досліджених порід-колекторів абсолютною із залученням даних ГДС. За кривими ВФП для порід-колекторів абсолютною газопроникністю понад 50 мД виділено три характерних діапазони значень K_v :

- область однофазної фільтрації нафти (залишкова пластова вода перебуває у фазово-нерухомому стані), $K_v \leq 35\%$, $P_n \geq 16$;
- область двофазної фільтрації (вода + нафта), $35\% \leq K_v \leq 55\%$, $16 \leq P_n \leq 5$;
- область однофазної фільтрації води (нафта перебуває у фазово-нерухомому стані), $55\% \leq K_v \leq 100\%$, $5 \leq P_n \leq 1,0$.

Таблиця 3.6

Співставлення результатів визначення відкритої пористості порід башкирського та московського ярусів
Яблунівського родовища шляхом насичення їх пластовою водою і гасом

Св. №	№ лаб. зразка	Вибуrowання зразка відносно нашарування	Інтервал відбору м.	Номер керну	Місце відбору	Продуктивний горизонт	Пористість K _п , %				Параметр недонасичення пор, α= K _п / K _{пв}
							по воді		по гасу		
							поверхневі умови K _{пв}	пластові умови K _{пл}	поверхневі умови K _{пг}	пластові умови K _{пг,пл}	
500	ЯБ-1	□	3540-3550	К-14	низ	Б-6	9,2	8,2	11,6	10,3	1,26
	ЯБ-2	□	3543-3550	К-14	низ	Б-6	8,5	7,6	10,4	9,6	1,224
		└	3543-3550	К-14	низ	Б-6	9,9	8,8	12,1	10,8	1,222
	ЯБ-3	□	3550-3560	К-15	середина	Б-6	12,8	11,4	14,9	13,3	1,164
	ЯБ-4	□	3570-3580	К-17	низ	Б-6	4,3	3,8	6,5	5,8	1,512
502	ЯБ-5	□	3505-3515	К-11	низ	Б-5	8,9	7,9	12,3	10,9	1,382
		└	3505-3515	К-11	низ	Б-5	9,5	8,5	11,7	10,4	1,231
	ЯБ-6	□	3474-3481	К-6	верх	М-7	13,4	11,9	14,8	13,2	1,104
512	ЯБ-7	□	3545-3563	К-14	середина	Б-6	6,7	6	9,2	8,2	1,373
	ЯБ-8	□	3538-3545	К-13	середина	Б-6	16,8	15	18,3	16,3	1,089
		└	3538-3545	К-13	середина	Б-6	16,8	15	18,3	16,3	1,089
	ЯБ-9	□	3533-3538	К-12	верх	Б-6	14,6	13	15,8	14,1	1,082
	ЯБ-10	□	3655-3663	К-16	середина	Б-10	4,5	4	7,5	6,7	1,667
11	ЯБ-11	□	3695-3700	К-19	середина	Б-11	19,2	17,1	20,3	18,1	1,057
	ЯБ-12	□	3700-3706	К-20	середина	Б-11	11,9	10,6	14,6	13	1,227
	30936	□	3771-381	К-1	низ	М-4	14,1	12,5	15,9	14,1	1,128
	31186	□	3230-3239	К-7	низ	М-5	14,2	12,6	16	14,2	1,129
	3148/1	□	3376-3385	К-12	низ	М-7	10,9	9,7	13	11,6	1,193
	3131	□	3230-3239	К-7	низ	М-5	15,4	13,7	17	15,1	1,104

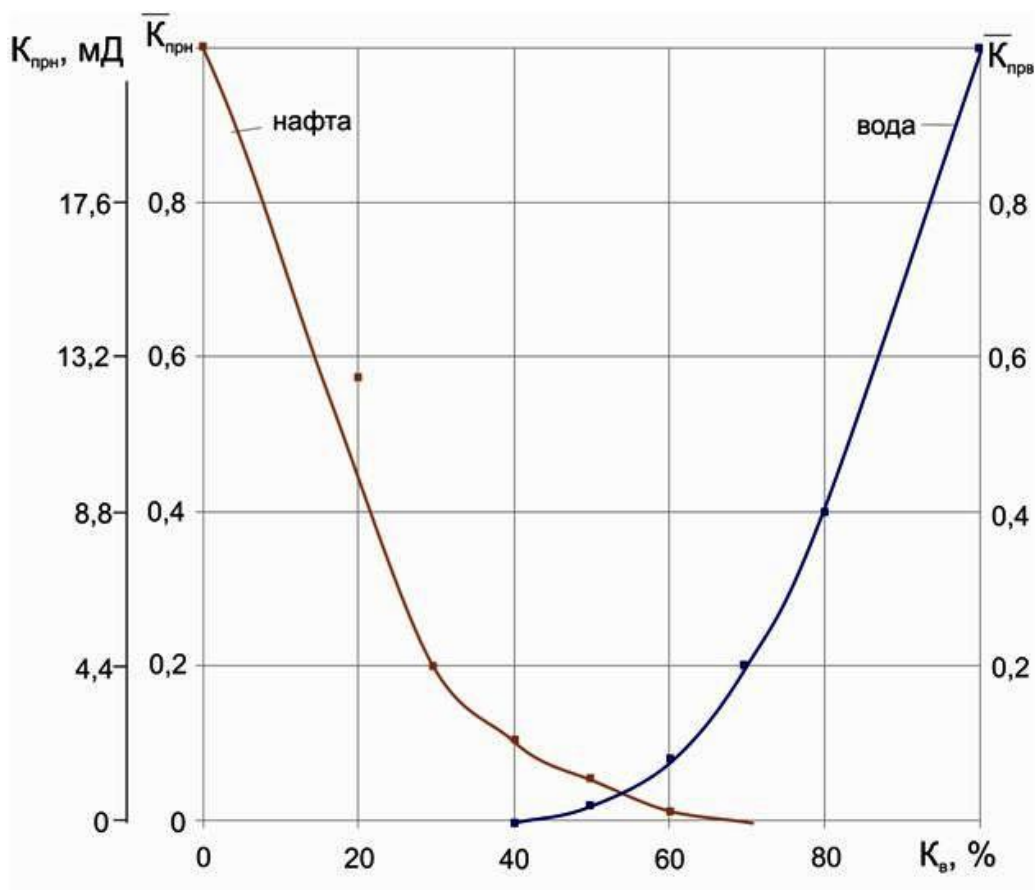


Рис. 3.11 – Залежність фазової проникності для нафти і відносних фазових проникностей для нафти і води від водо насичення (зразок Яб-8 $K_{пр}=50,5$ мД)

Диференціація ВФП на вищезгадані зони дозволяє за даними ГДС прогнозувати можливі припливи води, суміші нафти і води і чистої нафти. Частка води $f_v(\%)$ в двофазному потоці при цьому може бути оцінена за співвідношенням:

$$f_v = \frac{1}{1 + \left(\frac{\bar{K}_{прн} \times \mu_n}{\bar{K}_{прв} \times \mu_v} \right)},$$

де $\bar{K}_{прн}$, $\bar{K}_{прв}$ – відносні фазові проникності відповідно для нафти і води;

μ_n , μ_v – в'язкість нафти і води, відповідно

Структура нафтонасичення порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища (в'язкість нафти 4,6 мПа·с, пластові термобаричні

умови – $t_{пл}=93^{\circ}\text{C}$, $P_{пл}=38\text{ МПа}$), досліджена за зазначеною методикою (див. рис. 3.5 в, г). По св. 500, 502, 512 і 11 Яблунівського родовища була досліджена колекція зразків керну башкирського і московського віку. Діапазон зміни проникності порід 0,0005-116,7 мД, відкритої пористості 4-17,7 % і нафтонасичення 38-90 %. Структура флюїдонасичення і нафтонасичення залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей порід і для колекторів, наприклад, проникністю 9,9 мД, 50,5 мД, 116,7 мД виглядає наступним чином.

В породах-колекторах проникністю близько 10 мД структура флюїдонасичення наступна: залишкове водонасичення 27 %, вміст нафти у вільному, плівковому і адсорбованому стані становитиме відповідно 26 %, 26 % і 21 %. Коефіцієнт нафтонасичення – 73 %. Структура нафтонасичення буде такою: вміст вільної нафти 36 %, плівкової 36 % і адсорбованої 26 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою не перевищуватиме 40 % (за умови відсутності бітумів у твердому стані).

В породах-колекторах проникністю близько 50 мД структура флюїдонасичення наступна: залишкове водонасичення 19 %, вміст нафти у вільному, плівковому і адсорбованому стані становитиме відповідно 41 %, 25 % і 15 %. Коефіцієнт нафтонасичення – 81 %. Структура нафтонасичення буде такою: вміст вільної нафти 51 %, плівкової 31 % і адсорбованої 18 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою не перевищуватиме 53 % (за умови відсутності бітумів у твердому стані).

В породах-колекторах проникністю понад 100 мД структура флюїдонасичення наступна: залишкове водонасичення 10 %, вміст нафти у вільному, плівковому і адсорбованому стані становитиме відповідно 58 %, 21 % і 11 %. Коефіцієнт нафтонасичення – 90 %. Структура нафтонасичення буде такою: вміст вільної нафти 62 %, плівкової 22 % і адсорбованої 16 %. Коефіцієнт витіснення нафти водою не перевищуватиме 63 % (за умови відсутності бітумів у твердому стані).

Результати виконаних лабораторних досліджень лягли в основу створення петрофізичних моделей флюїдонасичення і нафтонасичення порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища (рис. 3.12, 3.13), які можуть знайти застосування в побудові відповідних карт диференціації запасів нафти за ступенем вилучення на активну, важковидобувну та залишкову складові.

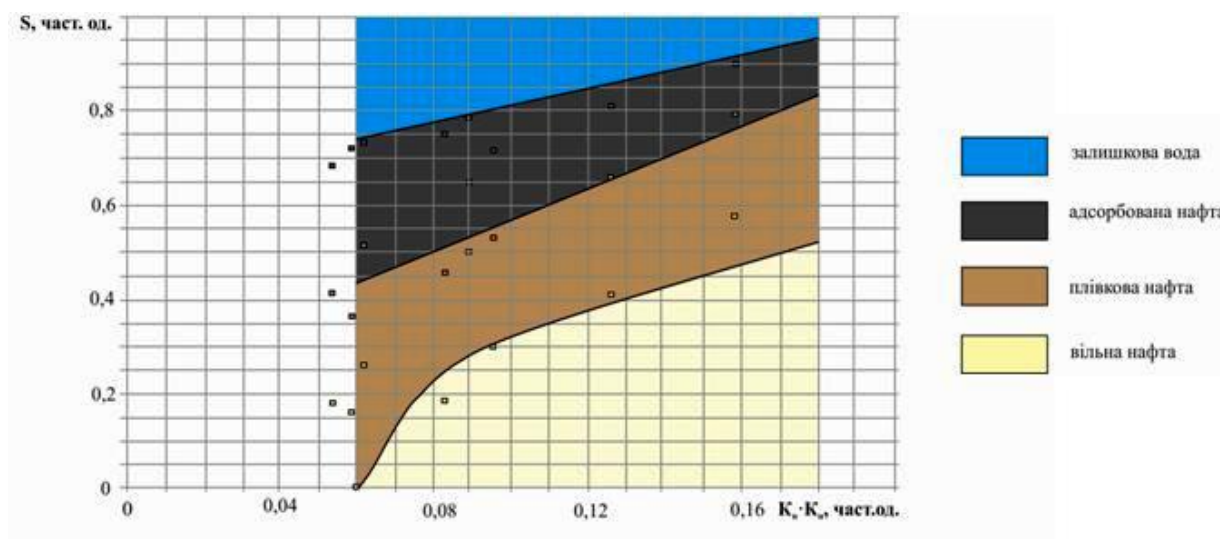


Рис. 3.12 – Петрофізична модель флюїдонасичення (S) порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища (з урахуванням вмісту 20 % бітуму у твердому стані)

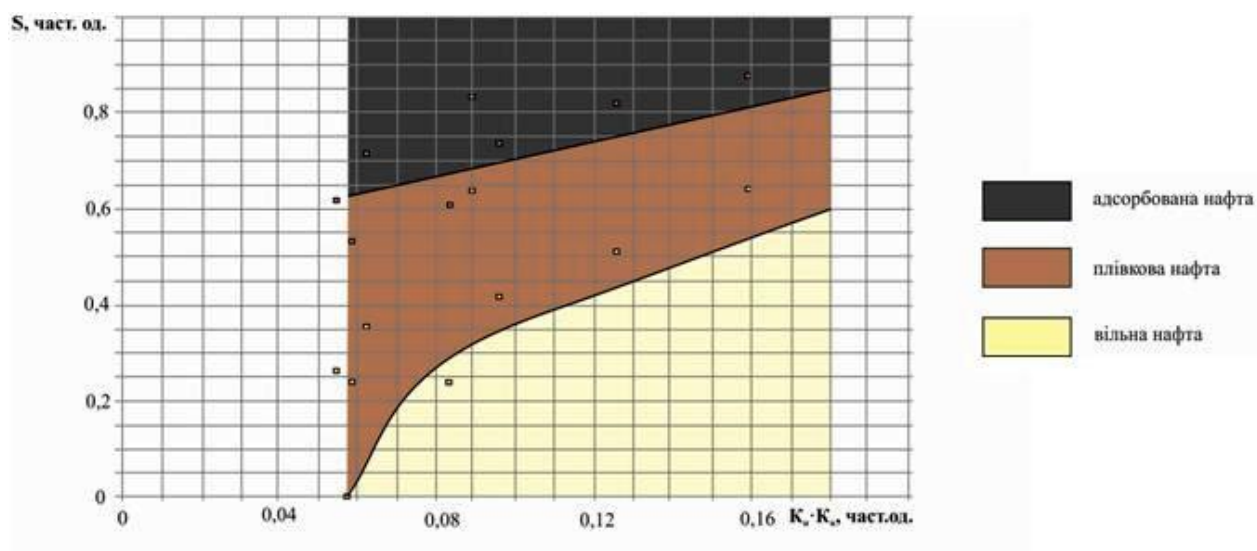


Рис. 3.13 – Петрофізична модель структури нафтонасичення (S) порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища (з урахуванням вмісту 20 % бітуму у твердому стані)

Слід зазначити, що наведена модель є усередненою і потребує уточнення для конкретних літотипів порід-колекторів, адже за результатами досліджень встановлено ряд випадків, коли за близьких значень відкритої пористості фільтраційні властивості можуть відрізнятися на декілька порядків. Це спонукало провести подальші дослідження.

Об'єктом вивчення слугував керновий матеріал, відібраний із свердловини 500-Яблунівська (продуктивні гор.Б-5 і Б-6). Зразки порід мали близькі показники нафтонасичення, але різну проникність. Літологічні особливості виявлених літотипів порід у розрізі башкирського ярусу подані нижче.

Типовий зразок Яб-3 відібраний в св. 500 з гор. Б-6 представлений пісковиком мономінеральним кварцовим, рівномірнозернистим, пористим, насиченим нафтопродуктами, з поровим глинисто-слюдисто-халцедон-хлоритовим цементом та цементацією вдавлювання і ознаками динамометаморфізму. Колір породи темно-бурий до чорного як з поверхні керну, так і на свіжому зламі. Він зумовлений дуже інтенсивним насиченням породи нафтою. На зовнішній поверхні керну присутні поодинокі дрібні виїмки видовженої форми, їхній розмір від перших мм до 1,5 см, глибина 2-3 мм. Разом з тим, встановлено поодинокі тріщини субгоризонтального розташування, ширина досягає 0,5 мм, форма хвиляста. Об'єм тріщини частково заповнений нафтою. Її продовження видно на повздовжньому зрізі протяжністю 4 см. Порода міцна.

Текстура слабо помітна горизонтально-шарувата на боковому повздовжньому зрізі, зумовлена пошаровим неоднорідним насиченням нафтою. Структура породи рівномірно-зерниста, однорідна. Уламки представлені виключно кварцом. Цемент породи з соляною кислотою не реагує.

Мікроскопічні дослідження проводились на двох шліфах: горизонтальний та вертикальний зрізи. Мінеральний склад визначається присутністю уламків (71), цементу (13 %), пустотного простору (11 %),

нафти (5 %). Серед уламків встановлено кварц (95 %), поодинокі зерна кварциту, кальциту, калішпату, халцедоноподібного кварцу та акцесорних мінералів (циркон, гранат, монацит). Присутність піриту дуже незначна.

Уламки кварцу характеризуються різним ступенем окатаності (від майже неокатаних до округлих, еліпсоподібних), переважають уламки середньої окатаності. Спостерігається багато тріщинуватих зерен, з характерним блочним погасанням, яке виникає при динамометаморфізмі.

Структура уламкової частини крупно-середньозерниста, визначається виключно кварцом. Розмір зерен змінюється від 0,15 мм до 0,74 мм, але розмір основної частини уламків змінюється від 0,35 мм до 0,60 мм. В таких випадках можемо вважати породу добре сортованою. Слід зазначити, що більшість зерен має дещо видовжений габітус, за яким можна визначити ледь помітне просторове орієнтування.

У складі цементу присутні хлорит, слюдистий агрегат, релікти глини та незначна кількість халцедону. Суттєво переважає хлорит. Він характеризується частковим густо-зеленим забарвленням, габітус пластинчастий, червоподібний, волокнистий. Ділянки, що заповнені цементом, у більшості випадків забарвлені у бурий колір внаслідок насичення породи нафтою. Характер розподілу цементу у породі неоднорідний. Окремі ділянки щільно заповнені цементом, на інших – він практично відсутній. Характер заповнення цементом міжуламкових порожнин дозволяє віднести його до порового типу. Разом з тим, внаслідок здавлювання породи (динамометаморфічні процеси) спостерігаються характерні хвилясті міжуламкові ін'єкції цементу.

Згадані вище динамометаморфічні процеси призвели до появи іншого типу цементації, який характеризується вдавлюванням уламків одного в другий – цементація типу вдавлювання. Вона супроводжується реакційною взаємодією між уламками, взаємним розчиненням на контактах з появою зубчастих границь, появою тріщинуватості і деформацією (фрагменти

конформних структур). Описані структурно-мінералогічні особливості показані на рис. 3.14.

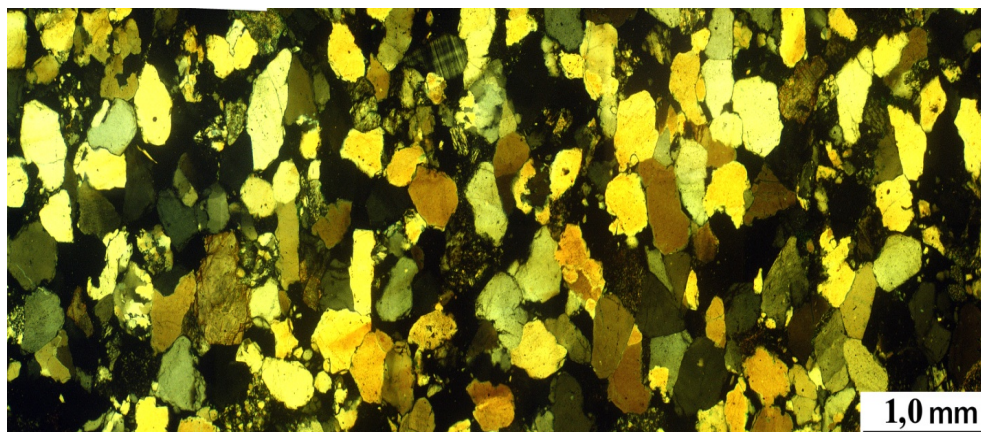


Рис. 3.14. – Яблунівське родовище. Св. 500. Продуктивний гор. Б-6. Інтервал 3550-3560 м. Шліф $\parallel$ до осі керна. Показано загальний вигляд породи. Мікротекстура проявляється у слабо помітному горизонтальному орієнтуванню слабоокатаних зерен кварцу. Структура середньокрупнозерниста. Присутня незначна кількість дрібнозернистих уламків. Структура цементу від порової до цементації типу вдавлювання.

Пустотний простір (рис. 3.15) розвинутий в породі нерівномірно, переважно спостерігається на ділянках породи з майже відсутнім цементом. За рахунок доброго сортування і відносно однорідного розміру уламків пустотний простір добре збережений. Він належить до складного поровокавернозного типу. Розміри пор зазвичай складають від 0,1 мм до 0,15-0,4 мм в залежності від форми. Остання рідко зустрічається у вигляді трикутників, частіше це еліпсоподібні або субізометричні порожнини. Інколи вони з'єднуються сполучними каналами і утворюють каверни, розмір яких по довгій осі досягає 1 мм і більше.

Нафтове насичення породи дуже інтенсивне, характер його розподілу в породі носить наступний характер. Певна частка нафти сорбована мінералами цементу, внаслідок чого цемент забарвлюється у бурій колір. Деяка частка нафти у вигляді дуже дрібних крапель ув'язнена у халцедоноподібному кварці. Основна частина нафти заповнює капілярно-

поровий пустотний простір, оточує дуже тонкою плівкою уламки кварцу, проникає у тріщини тощо. Нафтозаповнені пори добре видимі, просвічуються по краях бурым кольором, характеризуються лінійно-шаруватим розподілом у породі.

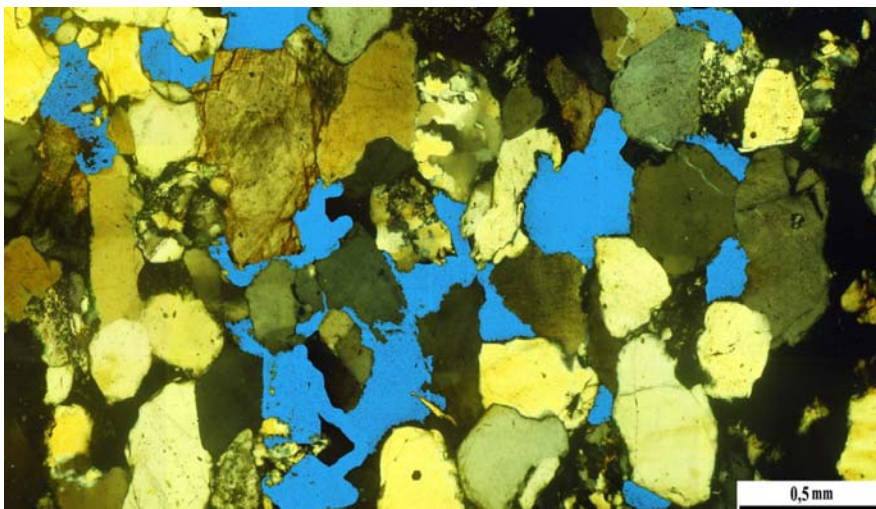


Рис. 3.15 – Яблунівське родовище. Св. 500. Продуктивний гор. Б-6н. Інтервал 3550-3560 м. Шліф $\parallel$ до осі керна. Світло-синім кольором показано складний порово-кавернозний тип пустотного простору. Максимальний об'єм пустотного простору зосереджений на тих ділянках породи, де переважає тип цементациї вдавлювання.

Серед вторинних змін в породі найбільше зафіксовані ті, що пов'язані з динамометаморфізмом, оскільки він упізнається по багатьох ознаках: тріщинуватість, блочне погасання, цементация типу вдавлювання, зубчасті границі характерні для уламків кварцу; ознаки видавлювання цементу з пор та його своєрідне орієнтування, трансформація глинистих мінералів у хлорит-слюдисту асоціацію тощо.

Типовий зразок керну Яб-5 гор. Б-6в (рис. 3.16) представлений глинисто-слюдисто-хлорит-халцедоновою породою з високим (40-50 %) вмістом теригенного матеріалу. Колір сірий однорідний, текстура масивна. Структура нерівномірнoзерниста. Характеризується присутністю алевритових та псамітових уламків, розмірність яких змінюється від 0,1 мм

до 0,65 – 0,7 мм. Присутність нафтопродуктів слабопомітна, реакція з соляною кислотою відсутня.

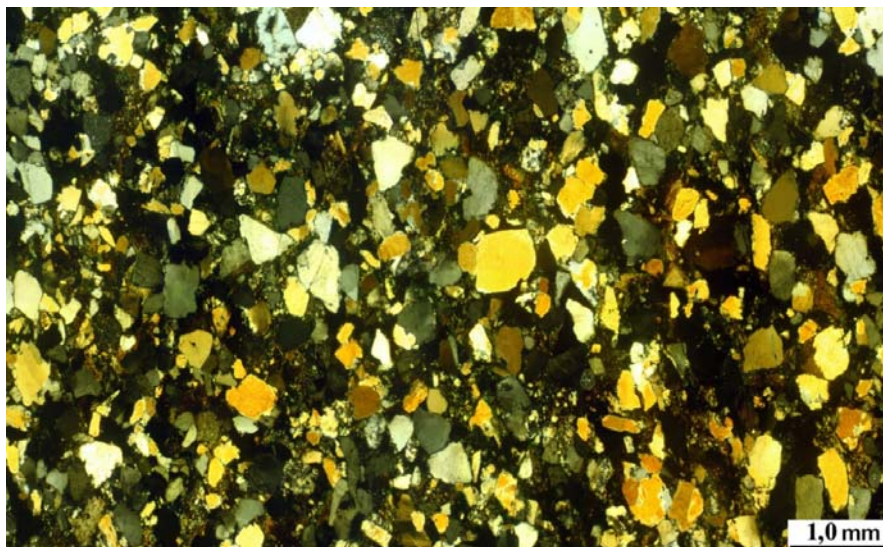


Рис. 3.16 – Яблунівське родовище. Св. 500. Продуктивний гор. Б-6в. Інтервал 3505-3515 м. Показана низька сортованість породи, нерівномірнозерниста структура, нерівномірний розподіл уламків різного розміру з однієї сторони та уламків і цементу – з іншої

Під мікроскопом встановлено, що мінеральний склад породи ідентичний тому, який визначений для зразка гор. Б-6н (див. рис.3.14). Структура алевро-псамітова, нерівномірнозерниста. Уламки за розміром та в об'ємі розміщені у породі нерівномірно. Їхній вміст змінюється від 48 % до 56 %, середній вміст складає 52 %. Алевротова та крупнопсамітова фракції займають від загального об'єму теригенного матеріалу не більше 5-6 % та 10-12 %, відповідно. Розмір уламків 0,1-0,75 мм. Переважаюча за розміром фракція відсутня. Отже, виходячи з вказаних співвідношень, можемо вважати цю породу несортованою. Наведені особливості добре помітні на рис. 3.16.

Структура цементу неоднорідна. На різних ділянках породи спостерігаємо у залежності від кількісного вмісту цементу та уламків і характеру їхнього розподілу різні типи цементу. Найбільш поширеним є поровий тип цементу, меншою мірою характерний базальний, в окремих випадках можна спостерігати незначні фрагменти прояву цементациї типу

вдавлювання. Різні відтінки бурого кольору, що характерні для мінералів цементу зумовлені нерівномірним насиченням його нафтопродуктами.

Пустотний простір у породі можна вважати практично відсутнім, за виключенням поодиноких, розсіяних у породі пор, розмір яких не перевищує 20-30 мкм.

Вуглеводні зосереджені, як вказано вище, практично в цементуючій масі породи, хоча окремі вкраплення бітуму розміром не більше 25 мкм інколи зустрічаються.

Яскраво виражені ознаки динамометаморфізму, які можна фіксувати за типом цементації вдавлювання і характером розподілу цементуючої маси, відсутні.

Вторинні зміни виражені у трансформації глинистої частини цементу в слюдисто-хлоритовий агрегат. У складі цементу відзначається присутність халцедону, що може свідчити не лише про трансформацію глинистих мінералів, але і формування кремнеземистих утворень на стадії діагенезу.

Вивчення двох виявлених літотипів порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища показало, що вони, не дивлячись на близький мінеральний склад, належать до різних типів теригенних порід. Тобто, на основі кількісного співвідношення мінеральних компонентів, визначених у цьому зразку з гор. Б-6в (рис. 3.16) віднесено до рівномірнотеригеного пісковика. У той же час, незважаючи на ідентичний мінеральний склад зразка з гор. Б-6н (рис. 3.14) його віднесено до глинисто-слюдисто-хлорит-халцедонової породи з високим (40-50 %) вмістом теригеного матеріалу. Закономірно, що зазначені породи відрізняються своєю внутрішньою будовою за цілим рядом ознак, а саме: структура та розмір уламків, ступінь сортованості породи, кількісні співвідношення мінеральних компонентів у породі, тип цементації та характер розподілу цементу, тип та об'єм пустотного простору, характер наповнення породи вуглеводнями.

Виявлені літологічні особливості порід наклали свій відбиток на формування структури порового простору, а остання в свою чергу на

структуру нафтонасичення [140]. В пісковиках мономінеральних кварцових (типовий зразок ЯБ-3) у порівнянні глинисто-слюдисто-хлорит-халцедоновими породами, що містять до 50 % теригенного матеріалу (типовий зразок ЯБ-5) фільтраційні властивості порід суттєво кращі і відрізняються в майже 56 разів. За відкритою пористістю ця різниця не є суттєвою – 1,44 рази, а за нафтонасиченням обидва літотики порід близькі – 72-78 %. Проте, криві капілярного тиску (див. рис. 3.5), які стали основою для виявлення особливостей будови структури порового середовища кардинально відрізняються за вмістом надкапілярних (радіусом 5-100 мкм і більше) і капілярних (радіусом 0,3-5 мкм) пор в 1,83 рази. Субкапілярні пори радіусом менше 0,3 мкм заповнені залишковою водою і становлять 22-28 % від загального об'єму. Таким чином, коефіцієнт нафтонасичення формують надкапілярні і капілярні пори. При цьому за параметром неоднорідності виявлені літотики порід теж різні (табл. 3.7), медіанні радіуси їх суттєво відрізняються – 7,3 мкм і 1,5 мкм відповідно.

Таблиця 3.7

Особливості вивчених порід, що характеризують її внутрішню будову і фізичні властивості, які з них впливають

Ознаки відмінності-подібності порід	Типові літотики порід-колекторів	
	зразок ЯБ-3	зразок ЯБ-5
1	2	3
повна назва породи	пісковики мономінеральні кварцові, рівномірнозернисті, пористі, насичені нафтопродуктами, з поровим глинисто-слюдисто-халцедон-хлоритовим цементом та цементациєю вдавлювання	глинисто-слюдисто-хлорит-халцедонова порода з високим (40 – 50 %) вмістом теригенного матеріалу
структура та розмір уламків, (мм)	псамітова крупно-середньозерниста, рівномірнозерниста; розмір уламків 0,15-0,74, переважає розмір 0,35-0,6	алевро-псамітова, нерівномірнозерниста; розмір уламків 0,1- 0,75
ступінь сортування	між середньою та високою	сортування відсутнє
кількісне співвідношення мінеральних компонентів, (%)	уламкова частина-70; цемент-13; пустотний простір-12; нафтопродукти-5	уламкова частина і цемент ~ по 46; пустотний простір-8
тип цементациї та характер розподілу цементу	поровий, набутий - вдавлювання	поодинокі пори; нафтопродукти-+ поровий та базальний нерівномірно розподілений
тип порового простору	складний кавернозно-поровий	поодинокі дрібні пори
характер наповнення породи нафтопродуктами	частина пор заповнена нафтопродуктами, що часто нагадує пошарове їх розташування, інтенсивне насичення нафтопродуктами апоглинистого цементу	нафтопродукти майже виключно у складі цементу
абсолютна газопроникність, мД	68	1,2

Продовж. табл. 3.7

1		2	3
пористість, %	відкрита	12,8	8,9
	ефективна	10	6,4
	динамічна	6,7	1,3
коефіцієнт нафтонасичення, %		78	72
розподіл порових каналів, %	надкапілярні	55	30
	капілярні	23	42
	субкапілярні	22	28
медіанний радіус пор, мкм		7,3	1,5
параметр неоднорідності	ефективний	0,42	1,4
	загальний	0,82	2,33
структура нафтонасичення, %	вільна нафта	64	24
	плівкова нафта	19	29
	адсорбована нафта	17	47
коефіцієнт витіснення		0,67	0,2

Зазначені особливості будови структури порового середовища призвели в свою чергу до різного розподілу складових структури нафтонасичення. У пісковиках вміст вільної нафти майже в 2,7 рази вищий ніж в глинисто-слюдисто-хлорит-халцедонових породах. Вміст плівкової нафти в 1,5 рази менший, адсорбованої – в 2,8 рази менший. Потенційно можливий коефіцієнт витіснення під час заводнення з виявлених літотипів порід можна прогнозувати на рівні 0,67 і 0,2 відповідно.

Отже, з наведених результатів випливає, що подібні структурні особливості виявлених літотипів порід необхідно враховувати, вирішуючи прикладні завдання, пов'язані з прогнозуванням нафтовилучення, підрахунком видобувних запасів, проектуванням розробки нафтових покладів. Адже у процесі заводнення, враховуючи низькі фільтраційні властивості глинисто-слюдисто-хлорит-халцедонових порід, витісняючий нафту агенту них проникатиме в останню чергу і при цьому будуть формуватися, так звані, «застійні зони», слабо охоплені заводненням, а вилучення нафти з них без впровадження сучасних технологій буде проблематичним.

Результати проведених лабораторних досліджень показали, що структура порового простору нафтобітумовміщуючих порід суттєво відрізняється від структури порового простору нафтовміщуючих і

складається з: бітумів у твердому стані, адсорбованої нафти, плівкової нафти, рухомої нафти та зв'язаної, рихлозв'язаної, вільної води. При цьому було встановлено наступне:

- структура флюїдонасичення і нафтонасичення безпосередньо залежить від фільтраційно-ємнісних властивостей порід;
- перевищення частки рухомої складової ВВН і ПБ в теригенних колекторах в порівнянні з колекторами карбонатного типу;
- досить високий вміст (до 45-65 %) вільної води в структурі водонасичення пустотного простору нафтобітумовміщуючих порід, яка при певних перепадах тисків може приймати участь в обводненні свердловин;
- граничні значення нафтонасиченості для нафтобітумних порід є нижчими (47-50 %), ніж для нафтонасичених порід;
- переважно гідрофобний характер змочування колекторів;
- підвищена рудна мінералізація порід;
- невідповідність коефіцієнтів відкритої пористості (K_p) і нафтонасиченості (K_n), визначених за керном та геофізичними дослідженнями свердловин (ГДС).

Аналіз накопиченої інформації стосовно покладів ВВН і ПБ дозволяє виділити основні особливості їх геологічної будови:

- наявність у розрізі покладу лінз води, які хаотично розміщені в усьому об'ємі нафтобітумонасичених порід;
- відсутність чіткого водобітумного контакту;
- різка мінливість коефіцієнтів нафтонасиченості по площі і розрізу покладу. Так, в приконтурній частині зустрічаються пропластки з відносно високим коефіцієнтом нафтонасиченості, тоді як в припіднятих склепінних ділянках зустрічаються пропластки з низьким значенням коефіцієнта нафтонасиченості, характерним для перехідних зон;
- зростання густини флюїду, зумовлене підвищенням вмісту АСР, в напрямку від склепінної частини покладу до крил та перикліналей, а у

випадку диз'юнктивного екранування покладу – від тектонічного порушення до периферії;

- значна диференціація вуглеводневого флюїду за ступенем рухомості по площі і розрізу, що зумовлена різним співвідношенням в поровому середовищі колектора рухомої і твердої фаз ВВН і ПБ, і залежить від його ємнісної характеристики. Зони з максимальними значеннями відкритої пористості характеризуються максимальним (близько 60 %) вмістом твердого бітуму у вигляді асфальтів, в той час як менш пористі колектори містять високов'язку нафту з незначною (до 10 %) кількістю асфальтів.

Всі виявлені особливості ВВН і ПБ та їх покладів вимагають специфічного підходу до проектування геологорозвідувальних робіт, інтерпретації матеріалів ГДС [141, 142, 143, 144], оконтурювання покладів, визначення підрахункових параметрів, методики підрахунку запасів і визначення їх промислового значення, вибору і впровадження сучасних ефективних методів розробки.

Встановлено, що підвищений вміст води, бітумів у твердому стані в поровому середовищі колектора, присутність електропровідних мінералів, радіоактивних елементів спотворює істинні геофізичні характеристики бітумонасичених пластів-колекторів, що в переважній більшості веде до помилки при визначенні їх характеру насичення і необґрунтованому віднесенню до неперспективних [145, 32]. Тому комплекс ГДС при бурінні розвідувальних свердловин на поклади ВВН і ПБ, крім стандартних методів, повинен включати ядерно-магнітний та діелектричний каротажі [146]. При інтерпретації матеріалів ГДС обов'язково треба враховувати петрофізичні залежності, отримані за результатами лабораторного дослідження кернового матеріалу, відбір якого повинен складати не менше 90 % товщини перспективного розрізу. Методика дослідження кернового матеріалу повинна включати екстрагування зразків органічним розчинником для визначення кількості твердого бітуму і адсорбованої нафти та граничного напруження зсуву ВВН і ПБ з метою вибору ефективних методів випробування

свердловин та дослідження пласта на продуктивність. Крім того, необхідно проводити літогеохімічні дослідження відібраних зразків керну з метою визначення самородно-металічних включень, які можуть виступати як пошукові критерії при виявленні покладів вуглеводнів [147, 148], в тому числі і ПБ, та люмінісцентно-бітумологічний аналіз, результати якого допоможуть більш обґрунтовано провести інтерпретацію матеріалів ГДС.

Характер змочування колектора має надзвичайно важливе значення при виборі методів розробки покладів, оскільки гідрофобність порових каналів сприятиме інтенсивному вторгненню води у першу чергу в надкапілярні порові канали розміром 10-100 мкм і більше та формуванню "язиків" обводнення. Тому застосування методів заводнення на покладах ВВН та ПБ вкрай небажане.

Таким чином було встановлено, що пошуки, розвідка та видобуток високов'язких нафт та природних бітумів в промислових масштабах потребує науково-обґрунтованого підходу, пошуку нових методичних рішень, які будуть враховувати їх специфіку. Це дозволить достовірно оцінювати запаси ВВН і ПБ, вибирати об'єкти і методи їх розробки з врахуванням особливостей геологічної будови покладів і нафтобітумоносних порід, а також здійснювати пошук методичних рішень для геолого-економічної оцінки покладів, враховуючи їх комплексний характер.

РОЗДІЛ 4

МЕТОДИЧНИЙ ПІДХІД ДО ОБҐРУНТУВАННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ ТА ОЦІНКИ ЗАПАСІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

Оскільки поклад природного бітуму є складною полікомпонентною системою, що потребує впровадження спеціальних методів розробки та видобування пластового флюїду, то питання кількісної оцінки запасів природних бітумів мають першочергове значення при обґрунтуванні об'ємів капіталовкладень і визначенні техніко-економічної доцільності їх освоєння.

В Україні до сьогоднішнього дня не існує апробованої методики оцінки запасів ПБ, яка б враховувала їх специфіку. Діючі «Методичні рекомендації...» [149] по-суті дублює інструкцію, яка використовується при підрахунку запасів нафти. На думку автора, перенесення критеріїв виділення підрахункових параметрів та методики оцінки запасів нафти на поклади природних бітумів є некоректним і призводить до суттєвих похибок в оцінці їх запасів і визначення промислового значення.

Достовірність підрахунку запасів будь-якої корисної копалини залежить як від адекватності вибраного методу, так і від надійності геологічної основи, яка повинна максимально відображати особливості геологічної будови покладів.

Як зазначалося в попередньому розділі, геологічна будова покладів ПБ та структура порового простору нафтобітумонасичених колекторів істотно відрізняються від традиційних нафтових.

Серед найбільш суттєвих відмінностей геологічної будови покладів ПБ від традиційних нафтових можна виділити:

- наявність у розрізі покладу лінз води, які хаотично розміщені в усьому об'ємі нафтобітумонасичених порід;
- відсутність чіткого водобітумного контакту;

- різку мінливість коефіцієнтів нафтонасиченості по площі і розрізу покладу.

Визначені особливості геологічної будови покладів ПБ відіграють головну роль при створенні геологічної моделі покладів, яка буде геологічною основою для подальшого підрахунку запасів ПБ. Коректність і обґрунтованість такої основи буде визначати надійність отриманих результатів.

І тут на перший план виходить проблема деталізації при побудові геологічних моделей покладів. При підрахунку запасів нафти і газу досить поширеною у геологів є практика укрупнення підрахункових елементів. Так, наприклад, продуктивний горизонт, який складається з декількох нафтонасичених пластів, кожен з яких має свій водонафтовий контакт, розглядається як єдиний підрахунковий об'єкт, а водонафтовий контакт приймається по гіпсометрично найвищій відмітці. Як наслідок – певний, іноді значний, об'єм нафтонасичених порід залишається неврахованим. Про негативні наслідки використання принципу укрупнення підрахункових об'єктів неодноразово писалося в літературі, в тому числі і автором [150, 151].

Що стосується покладів ПБ, для яких чіткий водобітумний контакт взагалі відсутній, то використання принципу укрупнення підрахункових об'єктів при оцінці запасів ПБ автор вважає неприпустимим і рекомендує в межах виділеного продуктивного горизонту проводити попласову кореляцію нафтобімумонасичених колекторів і в якості підрахункового об'єкта приймати пласт, а не горизонт. Підрахункові плани слід будувати по кожному пласту, виділеному в межах продуктивного горизонту, відповідно до яких проводити оцінку запасів вуглеводнів.

Особливості хімічного складу, фізико-хімічні властивості ПБ визначають також ступінь їх взаємодії із поровим середовищем колекторів та структуру флюїдонасичення останніх, що було детально розглянуто в розділі 3. В даному розділі хочеться ще раз звернути увагу на структуру

нафтобітумонасичення колекторів покладів ПБ, адже саме вона буде визначати запропоновані автором підходи до визначення деяких підрахункових параметрів та методу підрахунку запасів в цілому.

Результати проведених лабораторних досліджень по Яблунівському родовищу показали, що структура нафтобітумонасичення нафтобітумовміщуючих порід складається з чотирьох компонентів (бітумів (у вигляді асфальтів) у твердому стані, адсорбованої нафти, плівкової нафти, рухомої нафти), які утворюють дві фази: рідку (рухому) і тверду (нерухому). Співвідношення цих фаз в порових каналах буде визначати ступінь рухомості флюїду в цілому. Тверда фаза ПБ може вилучатися з породи шляхом екстрагування органічним розчинником, наприклад, хлороформом.

Таким чином, поклад ПБ можна розглядати одночасно як поклад твердих і рідких корисних копалин. В зв'язку з цим при підрахунку запасів вуглеводнів покладів ПБ виникає необхідність використання такого методу, який би поєднував в собі і методи підрахунку твердих горючих корисних копалин і метод підрахунку рідких вуглеводнів.

Автором пропонується використовувати метод підрахунку запасів ПБ, який базується на комплексуванні об'ємного (для рухомої фази) та об'ємно-вагового (для твердої фази) методів підрахунку запасів вуглеводнів.

При оцінюванні геологічних запасів ПБ необхідно окремо розраховувати їх рухому складову і бітуми в твердому стані, які зменшують ефективний нафтонасичений об'єм колектора.

Загальні запаси твердої фази природних бітумів розраховуються за формулою:

$$Q_{\text{тб}} = K_{\text{н}}^{\text{тб}} \cdot V_{\text{заг}} \cdot \rho_{\text{тб}},$$

де $Q_{\text{тб}}$ – загальні запаси твердого бітуму, т;

$K_{\text{н}}^{\text{тб}}$ – середньозважений по об'єму коефіцієнт бітумонасичення (тверда фаза), частка од.;

$V_{\text{заг}}$ – об'єм нафтобітумонасичених порід, м³;

$\rho_{\text{тб}}$ – густина твердого бітуму, кг/м³.

Вміст залишкового твердого бітуму може визначатися як за результатами дослідження керну шляхом подвійного екстрагування, так і за результатами інтерпретації ядерно-магнітного каротажу.

При неможливості визначення густини бітуму, що знаходиться в твердому стані, для ПБ класу мальт, можна приймати його рівним 1000 кг/м^3 як проміжне між мальтами і асфальтитами (див. табл. 1.1).

Загальні запаси рідкої фази природних бітумів розраховуються за формулою об'ємного методу, яка використовується при підрахунку запасів нафти.

Основна відмінність полягає в принципово новому підході до визначення таких підрахункових параметрів як площа покладу, об'єм нафтобітумонасичених порід, коефіцієнтів пористості, нафтонасиченості, перерахунковий коефіцієнт.

Поклад пропонується оконтурювати по підшві перехідної зони пласта в свердловині, яка розкрила його гіпсометрично найнижче, а в межах цього контуру виділяти лінзи води по граничному значенню нафтонасиченості, визначеному за результатами дослідження керна.

При визначенні нафтобітумонасиченої товщини покладу водонасичені ділянки не приймаються за "нульову" ізопакіту. Інтерполяція проводиться тільки по значеннях нафтонасичених товщин пласта.

При визначенні об'єму нафтобітумонасичених порід необхідно від загального об'єму порід в межах встановленого контуру нафтобітумонасиченості відняти об'єм водонасичених зон.

При визначенні геологічних запасів рухомої фази використовуються коефіцієнти ефективної пористості та нафтонасиченості. Останні визначаються за результатами дослідження кернового матеріалу з урахуванням результатів ядерно-магнітного каротажу.

Перерахунковий коефіцієнт приймається рівним 1, оскільки при тих значеннях газовмісту, які характерні для ПБ (рідко перевищують $30 \text{ м}^3/\text{т}$), об'ємний коефіцієнт ПБ в пластових умовах буде близький до 1.

На жаль, на сьогодні принципи встановлення кондицій, як і вимоги до підрахунку запасів та їх категорійності для покладів природних бітумів поки не розроблені. З літературних джерел відомо [152, 153, 154, 155], що для покладів Татарстану рекомендується за основу визначення кондицій приймати принципи визначення кондицій нафти, оскільки бітумні скупчення пермських відкладів Татарії вважаються окисленими і зруйнованими покладами нафти.

Хоча поклади природних бітумів ДДЗ за умовами залягання подібні до покладів нафти (глибини залягання покладів, типи пасток, гідрогеологічні умови), за ступенем рухомості вони займають проміжне місце між високов'язкою нафтою і твердими корисними копалинами. З огляду на це при визначенні кондицій для покладів ПБ пропонується враховувати дві групи критеріїв:

- геологічні (колекторські властивості і товщини продуктивних пластів);
- технологічні (оптимальні депресії на пласт, очікувані дебіти свердловин, спосіб їх експлуатації, методи дії на пласт, коефіцієнти витіснення при дії різними агентами та ін.)

На поточний час для покладів ПБ більш-менш достовірно можна встановити кондиції тільки за геологічними критеріями.

Технологічні межі параметрів в основному поки не можна встановити, до того ж широко апробованих методів розробки бітумних покладів ні у нас, ні за кордоном немає.

За граничні значення пористості, проникності та нафтонасиченості слід приймати їх абсолютні величини, отримані за результатами дослідження керна. Ці значення враховуються при оцінці геологічних запасів природного бітуму.

Кондиційні значення пористості і проникності визначаються на керованому матеріалі, виходячи з методів впливу на пласт і системи розробки, яка буде реалізована.

Частка видобувних запасів розраховується тільки по рухомій фазі, виходячи зі значення коефіцієнта нафтовіддачі, отриманого за результатами моделювання процесів витіснення на керні.

Слід також звернути увагу, що для покладів ПБ при визначенні таких підрахункових параметрів як ефективна нафтобітумонасичена товщина, коефіцієнт пористості та нафтобітумонасиченості методами промислово-геофізичних досліджень, крім стандартного комплексу необхідно використовувати високочастотні електромагнітні методи, наприклад, хвильовий діелектричний каротаж, а також ядерно-магнітний каротаж.

Що стосується дослідження проб ПБ. Дуже часто через високу в'язкість глибинні проби ПБ зі свердловин відібрати не вдається і використовують так звані рекомбіновані проби. Автор вважає недоцільним використання зазначених проб, оскільки всі характеристики флюїду в такому випадку будуть спотворені. Головним чином, це зумовлено тим, що в пластових умовах газовміст ПБ низький, а тиск насичення рідко перевищує 1 МПа. При рекомбінуванні пробу насичують газом до значення початкового тиску, що відповідно, призводить до зниження в'язкості та ін. Так, наприклад, при рекомбінуванні проби із покладу гор. Б-6 (початковий пластовий тиск близько 40 МПа) отримали значення газовмісту $280 \text{ м}^3/\text{т}$, коли фактично він складав близько $23 \text{ м}^3/\text{т}$.

Застосування запропонованого автором методичного підходу до підрахунку запасів ПБ було реалізовано на прикладі покладу гор. М-7 в блоці Пг Яблунівського родовища.

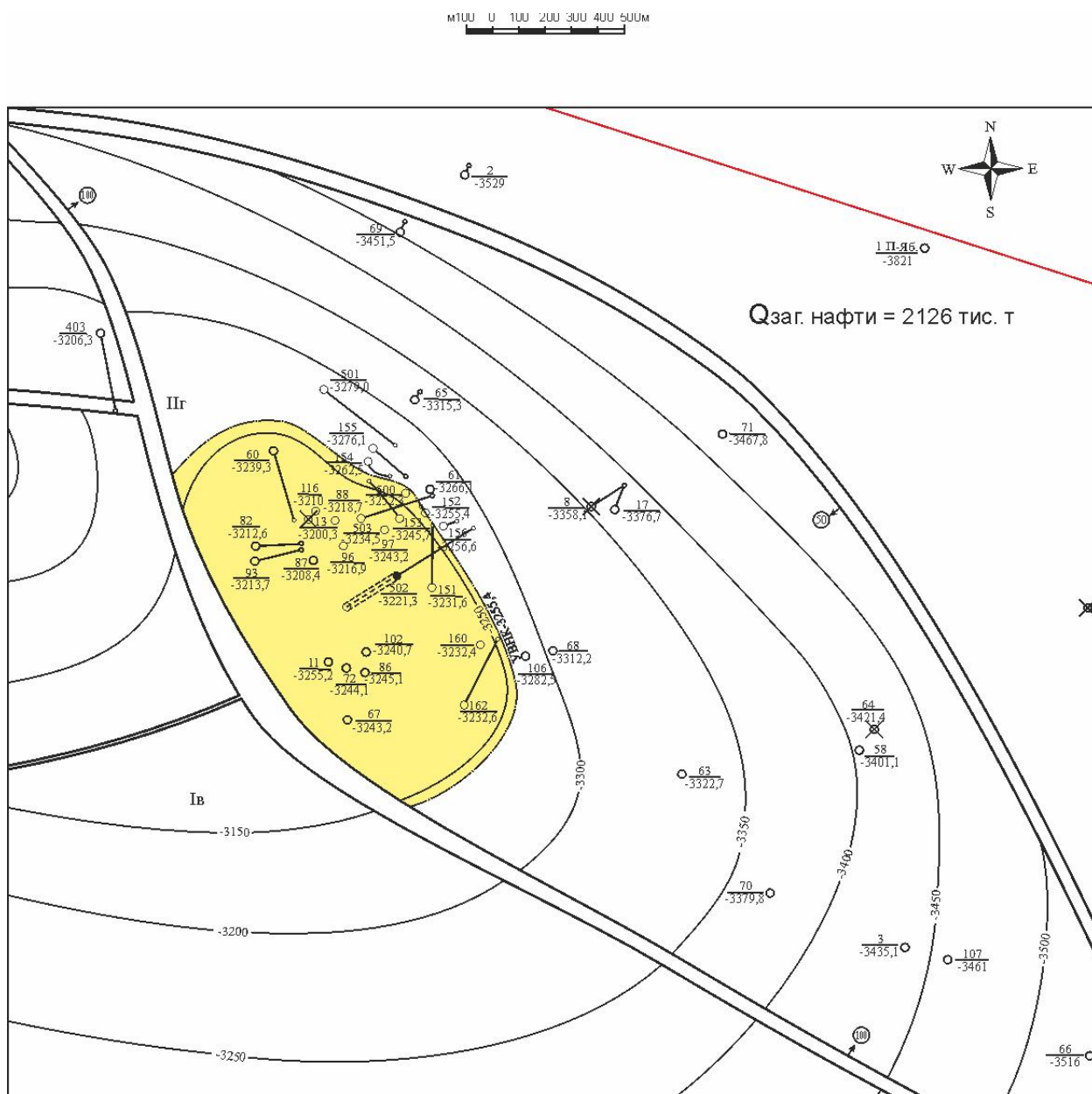
Гор. М-7 в блоці Пг представлений пластом пісковиків поліміктових, дрібно-, рідше середньозернистих пісковиків сірого та алевролітів і темно-сірого кольору. Цемент колекторів гідрослюдисто-каооліновий нерівномірнопорового типу, вміст якого досягає 30 %. Нерівномірно розвинутий бітумний цемент, який представлений темно-коричневим окисленим бітумом, що заповнює пори породи і розвинений на стінках пор.

Значення відкритої пористості колекторів горизонту змінюється від 10,2 % до 14,2 %, проникність змінюється від $8,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $20,3 \cdot 10^{-3}$ мкм². Середнє значення відкритої пористості складає 10,7 %, проникності – $15,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², нафтонасиченості (за ГДС) – 69 %. Ефективна товщина змінюється від 9 до 51 м.

За ГДС пісковики гор. М-7 в блоці Пг характеризуються як нафтоносні або нафтонасичені в св. 60, 116, 13, 82, 93, 87, 96, 97, 503, 151, 153, 502, 11, 86, 102, 160, 67, 162, 17, 72. У свердловинах 11, 61, 8, 64 як нафтоводонасичені. В решті свердловин, в тому числі і присклепінних св. 93, 72, 67, пробурених в межах блоку, горизонт водонасичений. Випробувався в св. 13, де з інтервалу перфорації 3363-3348 м отримано приплив високов'язкої нафти дебітом $0,576$ м³/добу та в св. 502 (з горизонтальним закінченням стовбуру), де з інтервалу фільтра 3671,0-3481,0 м отримали приплив високов'язкої нафти дебітом $33,8$ м³/добу при середньодинамічному рівні 1500 м. Розробляється св. 502.

Поклад пластовий склепінний, тектонічно екранований з північного заходу і південного сходу.

Виходячи із стандартного підходу до побудови структурних карт і підрахункових планів, що використовується при оцінці запасів нафти, умовний водонафтовий контакт (УВНК) був прийнятий на абс. відм. -3255,4 м, що відповідає покрівлі гіпсометрично найвищого в блоці водонасиченого за ГДС пласта в св. 152, хоча в св. 61 (абс. відм. покрівлі -3266,1 м), 17 (абс. відм. покрівлі -3376,7 м), які розкрили гор. М-7 гіпсометрично нижче, він характеризується як нафтоводонасичений та нафтонасичений, відповідно (див. рис. 4.1). Таким чином, до продуктивної частини були віднесені присклепінні водонасичені ділянки району св. 93, 72, 67, а значна частина нафтобітумонасиченого об'єму нижче УВНК залишилася неврахованою. Оцінені початкові геологічні запаси нафти склали 2126 тис. т. Вихідні дані для проведення розрахунку наведено в табл. 4.1.



Умовні позначення

	гірло свердловини		ізогіпси покривлі понижкої частини пласта, абс. відм., м
	вибій свердловини		місцезоположення тектонічних порушень, амплітуда та напрям їх зміщення
	точка входу в пласт "горизонтальна" ділянка		ВНК, УНК, УВНК, НГВП
	точка виходу з пласта (вибій)		межа ліцензійної ділянки
	номер свердловини		запаси вуглеводнів:
	абс. відм. покривлі		C_1 за категорією C_1
	пронизної частини пласта	C_2 за категорією C_2	
	свердловини ліквідовані		
	свердловини, які розробляють даний горизонт		

Рис. 4.1 – Структурна карта гор. М-7 Яблунівського НГКР

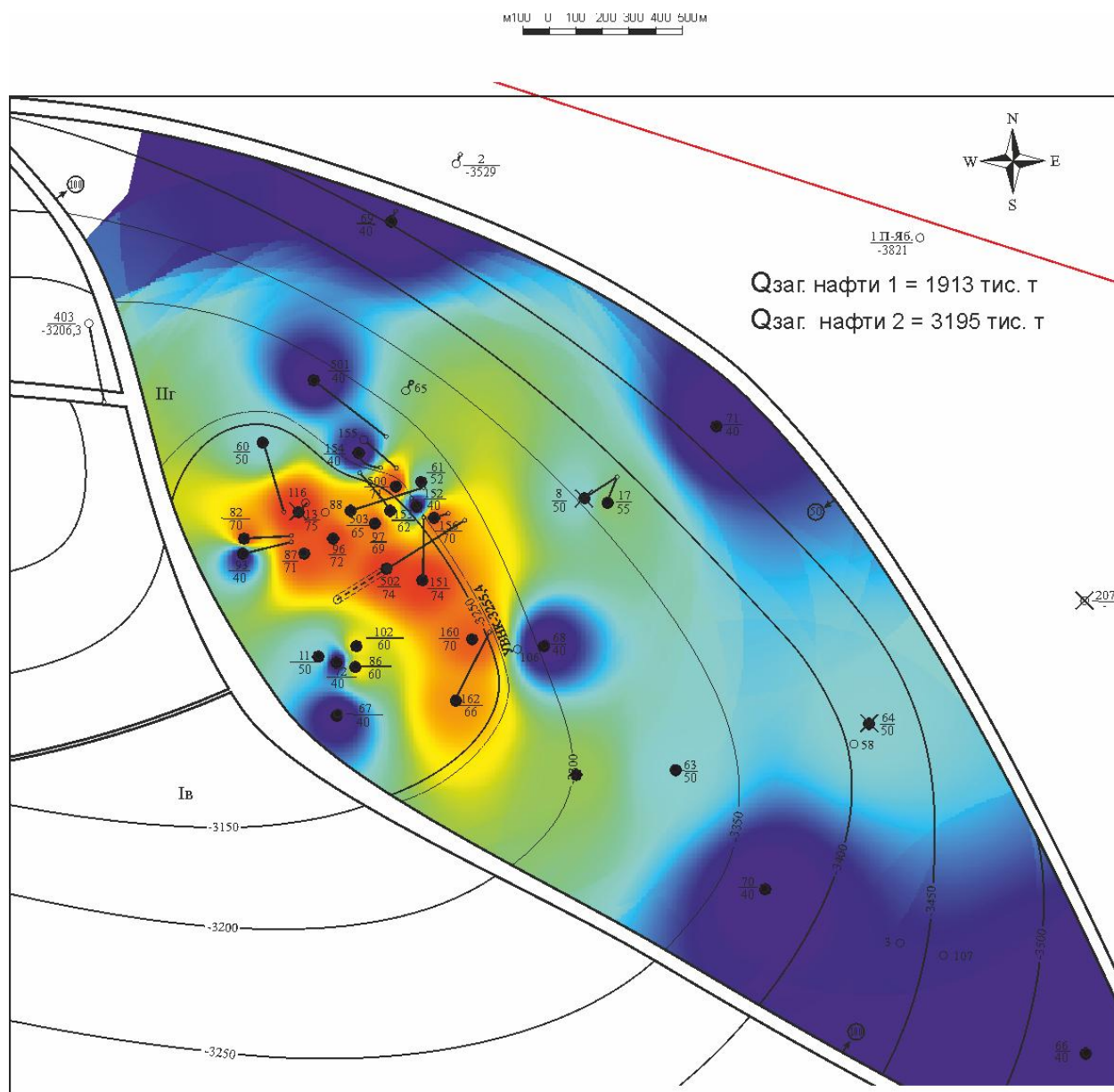
**Підрахункові параметри та геологічні запаси нафти покладу
гор. М-7 блоку II Яблунівського родовища (при традиційному підході до
побудови структурних карт)**

Площа нафтоно- сності, км ² (10 ⁶ м ²)	Ефективна нафтонаси- чена товщина, м	Коефіцієнти, ч. од.		Параметр mha	Ефективний нафтонасичени й поровий об'єм,	Перерахунко- вий коефіцієнт, ч. од.	Густина нафти у поверхневих умовах, кг/м ³	Початкові геологічні запаси нафти, тис. т
		порис- тості	нафтонаси- ченості					
0,87525	25	0,15	0,72	2,700	2,363	0,98	0,918	2126,0

За результатами лабораторного дослідженого кернового матеріалу, відібраного з продуктивних горизонтів московського ярусу Яблунівського родовища було встановлено, вміст твердого бітуму в порах змінюється від 5 % до 40 %. Мінімальне середньозважене значення прийнято рівним 20 %. Визначене граничне значення нафтобітумонасиченості складає 47 %, в той час як для нафтонасичених порід московського ярусу сусідніх родовищ – 55-56 % [32].

Структурна карта покрівлі проникної частини гор. М-7, яка одночасно є підрахунковим планом, побудована за авторською методикою наведена на рис. 4.2. Оконтурювання покладу гор. М-7 і меж водонасичених зон проведено по граничному значенню нафтобітумонасиченості (47 %), визначеному за результатами дослідження керну.

На базі побудованої структурної карти гор. М-7 проведена оцінка запасів нафтобітумного флюїду. Щоб мати змогу об'єктивно порівняти результати оцінки запасів вуглеводнів при застосуванні традиційного підходу і авторської методики, автором було прийнято рішення оцінити запаси як в цілому по покладу гор. М-7, так і окремо в межах прийнятого УВНК на абс. відм. -3255,4 м. При цьому такі параметри як густина флюїду, коефіцієнт пористості, нафтонасиченості і ефективна нафтонасичена товщина приймалися рівними тим, що використовувалися при традиційному підході.



Умовні позначення

- гірло свердловини
- вибій свердловини
- точка входу в пласт
- "горизонтальна" ділянка
- точка виходу з пласта (вибій)
- №св.
Кнг
- свердловини ліквідовані
- ізогіпси покривлі пониженої частини пласта, абс. відм., м
- місцеположення тектонічних порушень, амплітуда та напрям їх зміщення
- ВНК, УКН, УВНК, НГВП
- межа ліцензійної ділянки

	Кнг
	75
	52,1
	50
	48
	40

Рис. 4.2 – Структурна карта та карта нафтонасичення гор. М-7 Яблунівського НГКР

Оцінені початкові геологічні запаси нафтобітумного флюїду покладу гор. М-7 в блоці Пг склали 5108 тис. т, з яких 1022 тис. т твердого нерухомого бітуму та 4086 тис. т рідкої фази. В межах контуру УВНК -3255,4 м початкові геологічні запаси нафтобітумного флюїду склали 1913 тис. т, з яких 383 тис. т твердого нерухомого бітуму та 1530 тис. т рідкої фази. Вихідні дані для проведення розрахунку наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

**Підрахункові параметри та геологічні запаси нафти покладу гор. М-7
блоку Пг Яблунівського родовища (при авторському підході до побудови
структурних карт)**

Площа нафтоно- сності, км ² (10 ⁶ м ²)	Ефективна нафтонасиче- на товщина, м	Коефіцієнти, ч. од.		Параметр mha	Ефективний нафтонасичений поровий об'єм,	Перерахун- ковий коефіцієнт, ч. од.	Густина нафти у поверхневи х умовах, кг/м ³	Початкові геологічн і запаси нафти, тис. т
		порис- тості	нафтонаси- ченості					
0,78755	25	0,15	0,72	2,700	2,126	0,98	0,918	1913,0
1,31535	25	0,15	0,72	2,700	3,551	0,98	0,918	3195,0

Аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок, що застосування традиційного підходу при оцінці запасів ПБ призводить до їх суттєвого заниження. У випадку гор. М-7 Яблунівського родовища майже в 2,4 рази. Тому і не дивним є той факт, що по покладах ВВН і ПБ проводяться численні переоцінки запасів.

Враховуючи специфіку хімічного складу, фізико-хімічних властивостей ПБ, особливості геологічної будови їх покладів, структуру порового простору та флюїдонасичення нафтобітумонасичених колекторів, комплекс вимог до повноти вивчення покладу повинен передбачати крім загальноприйнятих досліджень, проведення спеціальних досліджень, спрямованих на:

- вивчення реологічних властивостей ВВН і ПБ;
- вивчення ступеня рухомості ВВН і ПБ в пластових умовах;
- отримання в'язкісної характеристики ВВН і ПБ в різних температурних інтервалах;

- визначення вмісту металів, супутніх компонентів;
- дослідження з оцінки товарної цінності ВВН і ПБ при різних способах їх переробки.

Полікомпонентний склад і багатоцільовий характер використання ВВН і ПБ, значна собівартість видобутку, зумовлена необхідністю впровадження вторинних і третинних методів розробки, визначають доцільність їх геолого-економічної оцінки з врахуванням схем подальшої переробки і товарної цінності отриманих вихідних продуктів.

РОЗДІЛ 5

ГЕОДОГО-ПРОМИСЛОВІ ПЕРЕДУМОВИ ТА ОСОБЛИВОСТІ РОЗРОБКИ
ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ І ПРИРОДНИХ БІТУМІВ5.1 Сучасні методи розробки покладів високов'язких нафт і природних
бітумів

Вивчення зарубіжного та вітчизняного досвіду [33, 34, 156, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175] показало, що на сьогодні існують три групи методів розробки покладів ВВН і ПБ:

1) свердловинні, при яких бітуми видобуваються через свердловини за рахунок природного режиму, шляхом термічного або іншого впливу на продуктивні пласти;

2) кар'єрні (відкриті) і шахтні очисні системи розробки, при яких видобувають бітумоносні породи, а на поверхні з них шляхом екстрагування вилучають нафтиди;

3) шахтні дренажні системи розробки, при яких нафта чи бітум видобуваються в шахті за допомогою дренажної системи свердловин, пробурених з гірських виробок.

Слід зазначити, що застосування кар'єрного і шахтного очисного методів видобутку обмежується глибиною залягання продуктивного горизонту 50 м та гідрогеологічними умовами. При даному методі розробки капітальні і експлуатаційні витрати відносно невеликі, але при цьому забезпечується достатньо високий коефіцієнт нафтобітумовилучення – 65-85 %. За допомогою вищезгаданих методів здійснювалася розробка бітумоносних пісковиків Кірмакінського родовища в Азербайджані. Воно розроблялося давно із застосуванням численних (до 1500) колодязів, а з 1956 року, протягом п'яти років, відкритим способом. Кондиційним вмістом бітуму в породі було прийнято 2 % за масою. Бітумонасиченість

продуктивної товщі родовища коливалася від часток відсотка до 8,6 % за масою. Досягнутий коефіцієнт бітумовилучення склав 0,630 [165].

Шахтна розробка може вестися в двох модифікаціях: очисна шахтна – з підйомом вуглеводненасиченої породи на поверхню, і шахтно-свердловинна – з проводкою гірничих виробок у надпластових гірських породах і бурінням з них кушів вертикальних і похилих свердловин на продуктивний пласт для збору нафти вже в гірничих виробках. Для підвищення темпів видобутку високов'язкої нафти і природних бітумів та забезпечення повноти вироблення запасів в шахтно-свердловинному способі розробки використовують паротепловий вплив на пласт.

Метод шахтних дренажних систем може використовуватися до глибин 400 м, хоча у 70-х рр. минулого сторіччя в Румунії була випробувана методика закладання шахт на глибину 500-700 м. [158]. Мінімально допустима товщина продуктивного пласта для шахтної розробки складає 4-5 м (на Ягерському родовищі).

Крім того, за даними проведених робіт в Татарстані [165] нафтобітумні поклади, призначені для розробки шахтним способом, повинні задовольняти наступним умовам:

- породи, в яких розташовуються гірничі виробки, повинні володіти певною стійкістю, тобто не повинно бути пливунів в місцях розташування горизонтальних гірничих виробок;

- газовий фактор не повинен перевищувати $10 \text{ м}^3/\text{т}$ з метою виключення вибухонебезпечності в шахті;

- температура пласта не повинна перевищувати 26°C для дотримання умов гігієни праці.

При застосуванні методу шахтних дренажних систем досягнутий коефіцієнт вилучення значно нижчий, ніж при кар'єрному і шахтному очисному методах, оскільки більша кількість свердловин буриться по непродуктивних породах. До негативних факторів застосування шахтної розробки відноситься також наявність у вміщуючих товщах пластових вод, а

в гірських виробках – рідких вуглеводнів і сирої нафти з низькою температурою займання.

Для підвищення ефективності розробки покладів ВВН і ПБ в шахтно-свердловинному методі використовують паротепловий вплив на пласт. Так званий термо-шахтний метод може застосовуватися на глибинах до 800 м, і забезпечує коефіцієнт вилучення до 50 %. Ця технологія видобутку була науково-обґрунтована, створена, випробувана і вперше в світовій практиці впроваджена у виробництво на Ягерському родовищі [161].

Досвід розробки покладів ВВН і ПБ показує, що більшість з них розробляється свердловинними методами.

Основна проблема розробки покладів ВВН і ПБ за допомогою свердловин полягає в тому, що природні термобаричні умови покладів не забезпечують необхідну рухомість нафти під час фільтрації по пласту і припливу флюїду в свердловину [33, 34, 163, 164, 166, 171, 172, 173]. Застосування таких агентів витіснення як холодна вода, повітря, азот, вуглеводневий газ в таких випадках не дає бажаного ефекту. Через великі співвідношення в'язкості нафти і витісняючого агента відбувається прорив останнього і різко погіршується ефективність розробки покладу.

Тому, виходячи із специфіки фізико-хімічних властивостей ВВН і ПБ, найбільш раціональним є застосування таких методів розробки покладу, при яких досягається максимальне зниження в'язкості пластового флюїду і забезпечується її максимальна рухомість. Серед таких методів особливе місце займають теплові і термохімічні [157, 158, 159, 160, 161, 167].

При застосуванні теплових методів впливу як теплоносій в пласт переважно закачується пара, оскільки вона володіє більшою ентальпією порівняно з гарячою водою і забезпечує кращі показники по коефіцієнту витіснення і нафтовіддачі.

Метод закачування пари рекомендується для розробки покладів з в'язкістю нафт більше 40-50 мПа·с, для яких метод заводнення не ефективний. Найбільше впровадження процес паротеплового впливу отримав

в поєднанні з заводненням, при якому шляхом нагнітання пари в пласт в ньому створюється високотемпературна облямівка в об'ємі 20-30 % від загального об'єму порового простору покладу, яка переміщується водою, що закачується в пласт. Застосування даного методу дозволяє досягати високого коефіцієнта вилучення нафти – 0,4-0,6, а іноді і більше.

Висока ефективність методу забезпечується завдяки зниженню в'язкості пластової нафти, дистиляції нафти в зоні пари, гідрофілізації породи-колектора внаслідок розплавлення і видалення зі стінок пор породи смол і асфальтенів та іншим явищам.

Вибір покладів зі сприятливою для застосування даного методу геолого-промисловою характеристикою базується головним чином на необхідності створення умов для мінімальних втрат тепла при переміщенні пари по свердловині, а потім і по пласту. Глибина залягання пласта обмежується приблизно 1000 м з метою уникнення надмірно високих втрат тепла в породі через стовбур нагнітальної свердловини. Рекомендована нафтонасичена товщина пласта складає 10-40 м. При меншій товщині різко зростають втрати тепла в породах, які перекривають і підстиляють продуктивний пласт. При надмірно великій товщині продуктивного горизонту пласта з метою запобігання його низького охоплення впливом пари по вертикалі можливе його розчленування на окремі об'єкти.

Сприятливими для застосування методу закачування пари є високі колекторські властивості порід (коефіцієнт пористості більше 20 %, проникність більше $0,5 \text{ мкм}^2$), оскільки при цьому скорочуються втрати тепла на нагрівання власне порід продуктивного пласта. Процес найбільш ефективний при розробці покладів з початковою високою нафтонасиченістю, так як при цьому втрати тепла на нагрів води, яка міститься в поровому просторі колектора мінімальні [157, 158, 168, 169].

Слід враховувати, що нагнітання пари в нестійкі колектори призведе до їх руйнування і може викликати посилений виніс породи в видобувні свердловини, а також розбухання глин в пласті, що призведе до зменшення

розмірів пор породи, і відповідно, зниження її проникності. Тому доцільно вибирати об'єкти, пласти яких не піддаються руйнуванню і характеризуються низьким коефіцієнтом глинистості (не більше 10 %). Більш сприятливими умовами для впровадження процесу характеризуються поклади, складені мономінеральними (кварцовими) пісковиками, менш сприятливими – поліміктові з уламками глинистих порід.

Застосування методу закачування пари ефективно при умові відстані між свердловинами не більше 200-300 м.

Термохімічні методи ґрунтуються на здатності пластової нафти вступати в реакції з киснем (повітрям), який нагнітається в пласт. При цьому виділяється велика кількість тепла (внутрішньопластове «горіння»). Розрізняють прямоточне «сухе» горіння, при якому на вибої повітрянагнітальної свердловини відбувається підпал нафти і зона горіння переміщується повітрям, яке нагнітається, в напрямку до видобувних свердловин, і прямоточне вологе горіння, при якому в пласт нагнітаються в певних співвідношеннях повітря і вода. Для розробки покладів ВВН і ПБ більш ефективний другий процес, так як реалізуються ті ж фактори покращення механізму витіснення нафти, що і при нагнітанні в пласт пари [157, 169, 161].

Враховуючи зростання тиску нагнітання повітря зі збільшенням глибини залягання пластів, необхідність застосування компресорів високого тиску для впровадження термохімічних методів слід обирати поклади, що залягають на глибинах не більше 1500-2000 м. Впровадження даних методів може бути рекомендовано для покладів з в'язкістю пластової нафти і ПБ від 10 мПа·с до 1000 мПа·с і більше. Такі флюїди містять достатньо високу кількість важких фракцій, які в процесі горіння будуть паливом(коксом).

Виходячи з технологічної можливості і економічної доцільності процесу, рекомендується застосовувати його при проникності порід більше $0,1 \text{ мкм}^2$ і нафтонасиченості більше 30-35%. Товщина пласта повинна перевищувати 3-4 м. Рекомендації по верхній межі товщини пласта в

літературі неоднозначні. Серед іншого вказується на те, що при кращій проникності середньої частини продуктивного пласта його товщина може досягати 70-80 м і більше. При цьому процес горіння, який відбувається в середній частині об'єкта, може забезпечувати прогрів і в його менш проникних (верхньої та нижньої) частинах.

Процес "сухого" горіння в зв'язку з високою температурою горіння (700°C і більше) краще застосовувати для теригенних колекторів, оскільки карбонатні колектори при високій температурі руйнуються. При вологому, а особливо надвологодому, процесах горіння відбувається при меншій температурі, відповідно, $400-500^{\circ}\text{C}$ і $200-300^{\circ}\text{C}$. Тому їх можна застосовувати як для теригенних, так і для карбонатних колекторів [157, 169, 161].

Відносно добре відпрацьований метод внутрішньопластового горіння на Мордово-Кармольському родовищі. Температура в пласті досягала 1000°C [165]. Середня швидкість руху горіння становила 0,056 м/добу. З 1978 р. по 1999 р. було закачано понад 600 млн m^3 повітря, видобуто близько 400 тис. т рідини, в тому числі бітуму 163 тис. т при питомій витраті повітря в середньому $3,7 \text{ тис. m}^3/\text{т}$ бітуму. Середньодобовий дебіт по свердловинах змінювався по рідині від 1,0 т/добу до 20 т/добу, по бітуму – від 0,1 т/добу до 8,9 т/добу.

Незважаючи на різні модифікації, дослідно-промислові роботи виявили ряд негативних факторів, супутніх внутрішньопластовому горінню, зокрема погіршення якості видобутих вуглеводневих флюїдів [158, 161, 162, 165, 169].

Крім теплових і термохімічних методів, при видобутку ВВН і ПБ використовуються методи витіснення нафти агентами-розчинниками, які змішуються з нею.

До одного з них відноситься так званий VAPEx метод – закачування розчинника в пласт в режимі гравітаційного дренажу. Цей спосіб реалізується з використанням пари горизонтальних свердловин. За рахунок

закачування розчинника у верхню свердловину створюється камера-розчинник (вуглеводневі розчинники, в тому числі етан або пропан). Нафта розріджується за рахунок дифузії в неї розчинника і стікає по межах камери до видобувної свердловини під дією гравітаційних сил.

Крім вищезгаданого, до групи методів витіснення нафти агентами-розчинниками, які змішуються з нею, відносяться методи витіснення зрідженими нафтовими газами (переважно пропаном), збагаченим газом (метаном зі значною кількістю C_2-C_6) та ін. Кожен з методів ефективний при певних компонентних складах і фазових станах нафти і тисках, при яких може відбуватися процес змішування. З врахуванням останнього, витіснення нафти збагаченим газом ефективно при пластовому тиску в покладі більше 10-20 МПа, зрідженим газом – більше 8-14 МПа. Відповідно, ці методи доцільно застосовувати для покладів, що залягають на глибинах більше 1000-1200 м. Сприятливою є також відносно невелика товщина пластів (до 10-15 м). Температура пласта має обмеження тільки при витісненні зрідженим пропаном (не більше 96-97 °С), оскільки при більшій температурі він переходить в газоподібний стан. Застосування інших методів температурою не лімітується.

5.2 Геологічні чинники, що визначають ефективність впровадження методів розробки покладів високов'язких нафт і природних бітумів

Розглянувши існуючі на сьогодні основні методи розробки покладів ВВН і ПБ, можна зробити висновок, що той чи інший метод може успішно застосовуватися тільки в певних геолого-фізичних умовах і з врахуванням особливостей фізико-хімічних властивостей пластового флюїду.

Автором визначені основні критерії вибору методів розробки та фактори, що визначають їх ефективність:

- глибина залягання покладу, величина запасів вуглеводнів;

- густина, в'язкість пластового флюїду, ступінь його рухомості, вміст твердого залишкового бітуму;
- загальна та ефективна нафтонасичена товщина пласта;
- ступінь неоднорідності колектора, розподіл в об'ємі покладу лінз вільної води;
- співвідношення відкритої та ефективної пористостей, абсолютної та фазової проникностей;
- вміст зв'язаної, рихлозв'язаної та вільної води;
- вміст сірки та поріг її термостабільності;
- наявність нижче або вище за розрізом водоносних пластів.

В умовах ДДЗ (див. розділ 2) розробка покладів ВВН і ПБ можлива тільки свердловинними методами. В той же час доцільно зауважити, що застосування традиційних методів з використанням вертикальних свердловин високозатратне і малоефективне, що показав досвід освоєння покладів ВВН і ПБ найбільшого за кількістю їх розвіданих запасів Яблунівського родовища.

5.3 Заходи, спрямовані на підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення покладів ВВН і ПБ

В даному підрозділі на прикладі покладів ВВН і ПБ Яблунівського родовища розглянуто ефективність застосування традиційних методів розробки, системи розробки з використанням горизонтальних свердловин та стовбурів та запропоновано рішення щодо оптимізації системи розробки покладів ВВН і ПБ та підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення.

Поклади ВВН і ПБ на Яблунівському родовищі приурочені до продуктивних гор. М-4, М-5, М-6, М-7 московського ярусу та гор. Б-5, Б-6, Б-10, Б-11 башкирського ярусу середнього карбону.

На поточний час Яблунівське родовище є найбільшим за кількістю розвіданих запасів ВВН і ПБ в ДДЗ, які за традиційною оцінкою складають близько 50 млн. м³. За авторською оцінкою (див. розділ 4) запаси складуть

близько 100 млн.м³. Це оцінка тільки по продуктивних горизонтах з доведеною продуктивністю.

Слід зазначити, що запаси високов'язкої бітумінозної нафти покладів московського ярусу (гор. М-7, М-6, М-5, М-4) тривалий час вважалися позабалансовими через неможливість її видобутку вертикальними свердловинами, в яких при випробуванні дебіт не перевищував 0,5 т/добу, а часто нафтобітумонасичені за результатами ГДС і дослідженнями керна пласти освоїти не вдавалося.

Специфічною особливістю покладів московських та башкирських відкладів Яблунівського родовища є те, що вони не є гідродинамічно усталеними системами і вміщують ВВН і ПБ, які мають в'язкопластичні властивості.

Розробка покладів ВВН і ПБ Яблунівського родовища розпочата в 1988 році в блоці Пг св. 68 (гор. Б-5-Б-6), початковий дебіт якої не перевищував 10 т/добу. З 1990 р. до 2000 р. розробка покладів була припинена через відсутність установки збору та і підготовки нафти і відновилася в грудні 2000 р. В період з 2001 р. по 2003 р. на поклади гор. Б-5-Б-6 введено ще чотири свердловини з середньодобовими дебітами від 0,5 т/добу до 3-5 т/добу. Експлуатація свердловин супроводжувалася численними ускладненнями, що зумовлювалися проявом реологічних властивостей ВВН і ПБ, та мали яскраво виражений сезонний характер – максимальна кількість ускладнень в роботі свердловин припадала на осінньо-зимовий період.

З 2005 р. видобуток нафти з зазначених покладів стрімко зростає. Це зумовлено введенням в експлуатацію св. 152 з горизонтальним закінченням стовбуру (довжина горизонтальної частини стовбура близько 400 м), при випробуванні в якій отримано приплив вуглеводневого флюїду понад 120 т/добу. Пізніше на поклади були введені ще чотири свердловини з горизонтальним закінченням, однак їх продуктивність виявилася значно меншою.

Аналіз освоєння і експлуатації свердловин, що розкрили нафтові поклади гор. Б-5, Б-6, Б-10, Б-11, показав, що в умовах Яблунівського родовища початкові дебіти нафти в вертикальних свердловинах в десятки разів менші, ніж в свердловинах з горизонтальним закінченням. Так, в вертикальних свердловинах дебіти нафти не перевищували 3-6 т/добу, в той час, як в з горизонтальним закінченням вони досягали 50-120 т/добу. Це саме стосується і бокових стовбурів з горизонтальним закінченням. В св. 97, де на гор. Б-10 в 2013 р. був пробурений боковий стовбур з горизонтальним закінченням, початковий дебіт нафти склав 15 т/добу. При цьому в св. 162, що розробляє нафтовий поклад гор. Б-10, максимальний середньодобовий дебіт нафти в 2005 р. склав 4,9 т/добу.

На даний час найбільш продуктивними є св. 152, 153 з дебітами нафти близько 25 т/добу і 23 т/добу, відповідно, і з яких забезпечують основний видобуток нафти на Яблунівському родовищі.

Ступінь вилучення запасів є низькою. Так, при накопиченому видобутку більше 200 тис. т нафти, поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 0,039.

Дослідну розробку покладу гор. М-7 розпочато в жовтні 2007 р. розвідувальною св. 502 з горизонтальним закінченням стовбура. Пізніше, в 2010 р. на поклад гор. М-6 було введено ще одну свердловину з горизонтальним закінченням стовбура. Свердловини експлуатуються за допомогою струминних насосів, в якості робочого агента яких використовується широка фракція легких вуглеводнів, отримана після переробки ВВН і ПБ Яблунівського родовища. Незважаючи на це, продуктивність свердловин залишається низькою і не перевищує 3-3,5 т/добу.

Низьким залишається і ступінь вилучення запасів. Поточний коефіцієнт нафтовилучення складає: по гор. М-6 – 0,013; по гор. М-7 – 0,004.

В зв'язку з цим постає питання оптимізації системи розробки покладів ВВН і ПБ.

Одним з варіантів оптимізації системи розробки на поточній стадії геологічного вивчення покладів в умовах їх виснаження є ущільнення сітки експлуатаційних свердловин. Однак, враховуючи складні поверхневі умови (більша частина покладів знаходиться під заплавою р. Сула, близькість населених пунктів, УКПН), найбільш оптимальним є варіант використання бездіючого фонду свердловин.

Буріння свердловин з горизонтальним закінченням стовбура є важливою умовою для створення раціональних систем розробки нафтових покладів з різною конфігурацією і, в першу чергу, з низькими колекторськими властивостями продуктивних пластів. Свердловини з горизонтальним закінченням стовбура в нових і діючих свердловинах, за рахунок кратного збільшення площі фільтрації пластової продукції, значно збільшують приплив нафти і газу по всій довжині.

Свердловин з горизонтальним закінченням стовбура ефективно використовують в наступних випадках:

- в тріщинуватих колекторах з їх допомогою краще дренують нафтові пласти;
- в колекторах з підшовної водою або з газовою шапкою використовують, щоб зменшити небезпеку обводнення або прориву пластового газу в свердловину;
- в низькопроникних колекторах свердловин з горизонтальним закінченням стовбура краще дренують пласт, що дозволяє скоротити кількість свердловин;
- у високопроникних газових колекторах дозволяють зменшити швидкість руху газу і скоротити втрати пластової енергії на турбулентне тертя;
- для збільшення нафтовіддачі термічним впливом, так як створюється можливість суттєво підвищити приймальність по теплоносію [158, 159, 160].

Аналіз розробки покладів ВВН і ПБ Яблунівського родовища та результати дослідження керну (див. розділ 3) показали, що основними

чинниками, які мають домінуючий вплив на процес вироблення запасів ВВН і ПБ, є різка неоднорідність фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, низька динамічна пористість колекторів, значна кількість бітумів у твердому стані в поровому середовищі, висока в'язкість пластового флюїду, підвищений вміст вільної та рихлозв'язаної води, яка при певних перепадах тиску приймає участь в обводненні свердловин.

Крім того, лабораторні дослідження кернавого матеріалу, відібраного з покладів, що містять високов'язкі нафти Яблунівського родовища показали, що більшість із них мають гідрофобний характер змочування поверхні. Крайовий кут змочування досягає 116° . Гідрофобність порових каналів сприятиме інтенсивному вторгненню води у першу чергу в надкапілярні порові канали розміром 10-100 мкм і більше та формуванню "язиків" обводнення.

Враховуючи вищевикладене, питання вибору траєкторії горизонтальних свердловин набуває неабиякого значення.

Традиційно при виборі траєкторії горизонтальних свердловин чи бокових стовбурів з горизонтальним закінченням користуються картами ефективного об'єму нафтонасичених порід (добуток ефективної нафтонасиченої товщини, коефіцієнта відкритої пористості та коефіцієнта нафтонасиченості) (рис. 5.1). Однак, для покладів ВВН і ПБ такий підхід може мати найнепередбачуваніші наслідки, оскільки досить часто в зонах з максимальною ефективною товщиною пласта при досить високих значеннях пористості, насиченість порового простору колектора твердим бітумом найбільша, а ступінь рухомості ВВН і ПБ найнижчий (див. рис. 5.2). Як наслідок, при випробуванні свердловин в таких ділянках припливи вуглеводнів або незначні, або взагалі відсутні при позитивних геофізичних характеристиках і значній насиченості керну вуглеводнями.

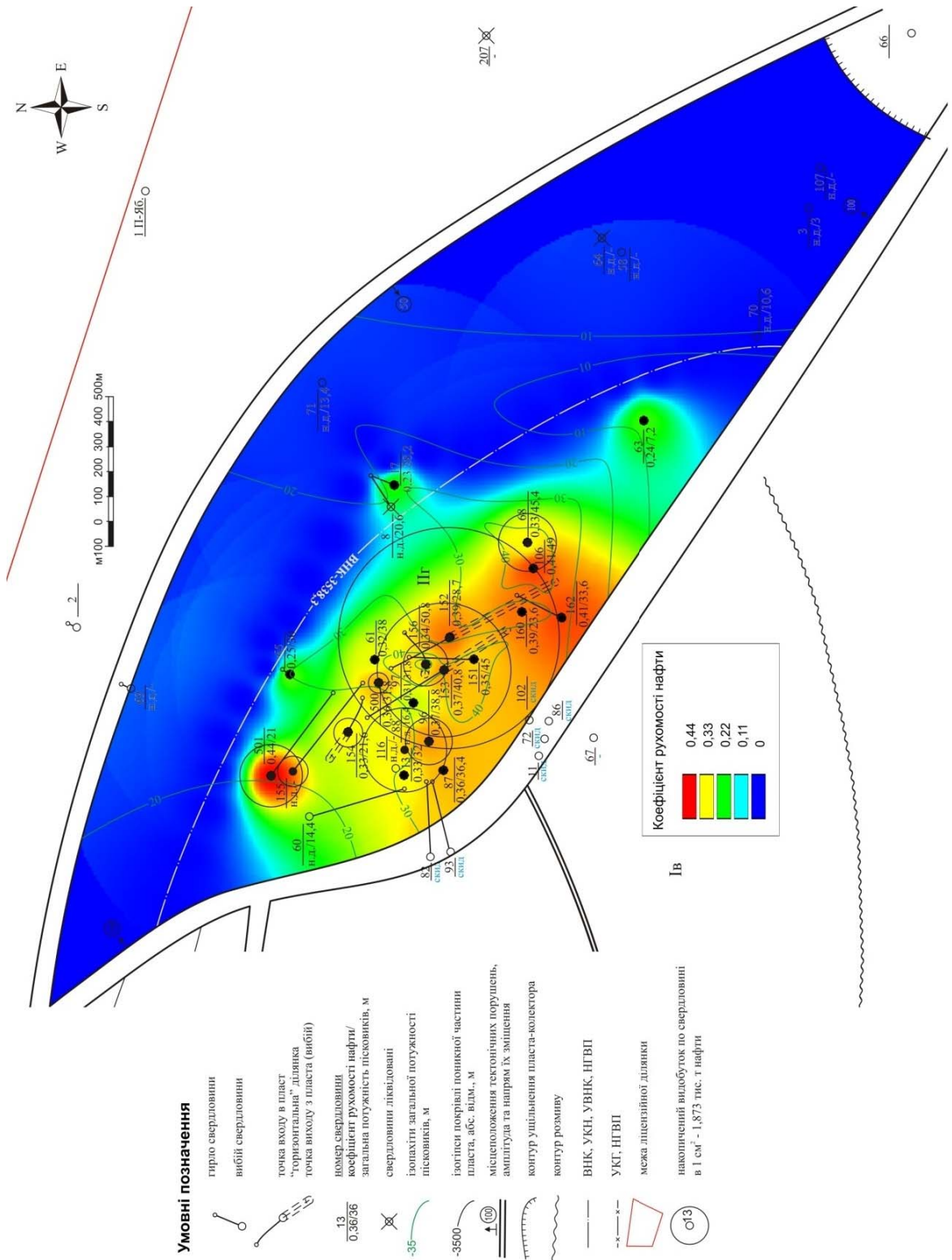


Рис. 5.2 – Карта рухомості нафти покладу гор. Б-6 в блоці Іг Яблунівського родовища

Тому при проектуванні розробки покладів ВВН і ПБ, особливо коли мова йде про впровадження вторинних методів, наприклад, закачування розчинників, пропонується використовувати карти диференціації запасів за ступенем їх рухомості з розподілом на активну, важковидобувну та залишкову складові.

Основою для побудови таких карт є петрофізична модель флюїдонасичення колектора та об'ємна гідродинамічна модель фільтрації флюїдів з урахуванням коефіцієнтів пористості (K_p), проникності ($K_{пр}$), нафтонасиченості (K_n) (див. рис. 3.13-3.14). На її основі будується карта рухомості нафти (рис. 5.2). Диференціювання нафти за ступенем її рухомості здійснюється за параметрами витіснення на реальних зразках керна з врахуванням співвідношення гідродинамічних і капілярних сил, або за результатами ядерно-магнітного каротажу.

Потім, суміщаючи карту рухомості нафти з картою ефективної нафтонасиченої товщини ($h_{еф}$) та загальної товщини колектора, вибирається оптимальне місцезположення горизонтальної частини проектної свердловини чи бокового стовбура вже пробуреної (рис. 5.3).

Досвід розробки покладів ВВН і ПБ Яблунівського родовища з використанням свердловин з горизонтальним стовбуром свідчить про складність цього процесу і достатньо низьку ефективність розробки.

Одним з варіантів, який буде сприятливо впливати на поліпшення технологічних і економічних показників, може стати буріння різнонаправлених горизонтальних стовбурів свердловин різної конфігурації, частина з яких використовуватиметься як нагнітальні з метою закачування органічного розчинника, частина – як видобувні.

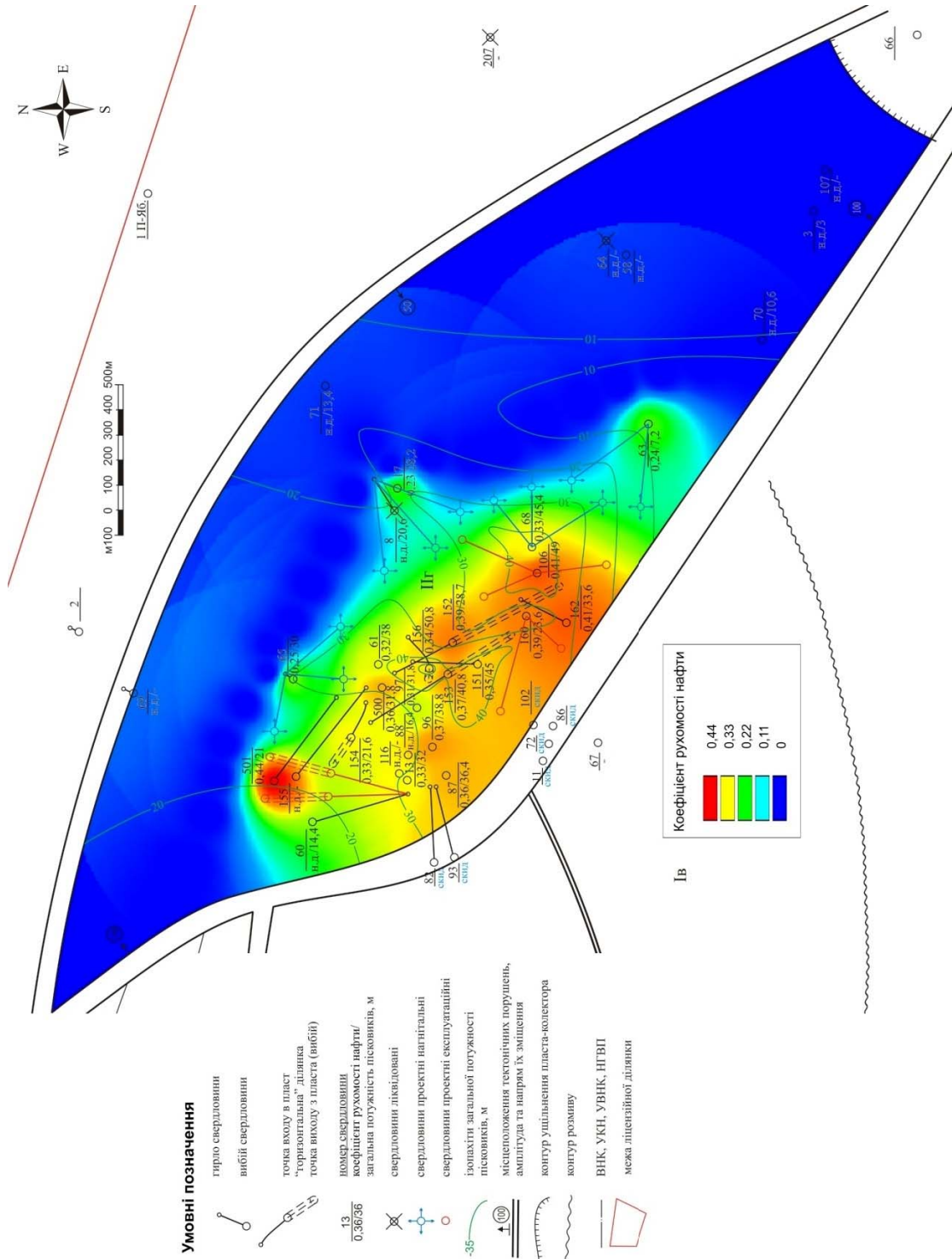


Рис. 5.3 – Схема розташування проектних горизонтальних стовбурів свердловин при розробці покладу гор. Б-6н в блоці Іг Яблунівського родовища

На Яблунівському родовищі передбачається використання наступних схем розробки покладів ВВН і ПБ гор. М-7, Б-6в, Б-6н, Б-8 за допомогою горизонтально пробурених бокових стовбурів свердловин:

- пара горизонтальних стовбурів, розташованих паралельно один одному по нашарування пласта;
- горизонтальні стовбури свердловин, пробурені з двох свердловин назустріч один одному;
- сітка горизонтальних стовбурів, пробурених з одного вертикального стовбура.

Запропонована схема передбачає буріння бокових стовбурів із свердловин бездіючого фонду та можливість зміни фільтраційних потоків, що дозволить забезпечити максимальний коефіцієнт витіснення вуглеводневого флюїду. Проектні дебіти горизонтальних стовбурів складають від 12,8 т/добу до 25,6 т/добу. За попередніми оцінками реалізація проектного рішення дозволить збільшити існуючі рівні видобутку ВВН і ПБ в три рази.

Підсумовуючи вищевикладене, необхідно зазначити, що при виборі методів розробки покладів ВВН і ПБ разом з експериментальними даними необхідно враховувати результати їх широкого випробування в різних геолого-промислових умовах, оскільки більшість з них високозатратні, потребують використання особливих реагентів або складного обладнання. Тому при їх проектуванні і впровадженні у виробництво особливу увагу необхідно приділяти питанню техніко-економічної оцінки запроектованої діяльності.

ВИСНОВКИ

Найважливіші науково-практичні результати дисертації:

1. На основі встановленого зв'язку між вмістом основних сполук (сірки, парафінів, асфальтенів, смол) в нафті, які визначають її фізико-хімічні властивості, розроблено узагальнену промислову класифікацію нафт, що дозволяє вже на початкових етапах геологічного вивчення покладу обрати раціональний метод його розробки та спосіб експлуатації свердловин.

2. Встановлено особливості стратиграфічних, структурно-тектонічних, літологічних, гідрогеологічних, термобаричних умов залягання покладів ВВН і ПБ, закономірності їх поширення, парагенетичні зв'язки з газовими та нафтовими покладами багатопластових родовищ вуглеводнів, що дозволило розробити основні критерії прогнозування зон нафтобітумоносності в ДДЗ.

3. Встановлено, що на відміну від покладів традиційної нафти, поклади ВВН і ПБ залягають в двох температурних інтервалах: перший 43-55° С; другий – 93-108° С. Вище і нижче цих температурних інтервалів локалізуються поклади іншого фазового стану (газові, газоконденсатні, нафтогазові), або нафтові, які різко відрізняються за хімічним складом і фізико-хімічними властивостями. Виділені температурні діапазони використано як головні пошукові критерії при прогнозуванні нафтобітумоносності надр.

4. На базі розроблених критеріїв прогнозування зон нафтобітумоносності в ДДЗ виділено 10 перспективних районів Скоробагатьківсько-Яблунівський, Качанівсько-Бугруватівський, Софіївсько-Анастасіївський, Прилуцько-Богданівський, Кибинцівсько-Сагайдацький, Солохівсько-Новоукраїнський, Михайлівсько-Левенцівський, Грибоворуднянсько-Бахмацький, Кобеляцько-Кохівський, Скворцівсько-Аннівський. Оцінені прогнозні ресурси ВВН і ПБ складають близько 300 млн т.

5. Створено авторську схему розташування перспективних зон нафтобітумонакопичення ДДЗ за ступенем їх геологічної вивченості та техніко-економічної ефективності освоєння. У межах території досліджень із урахуванням рейтингової оцінки виділено сім першочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт: Скоробагатьківське, Яблунівське, Гадяцьке, Куличихинське, Солохівське, Михайлівське, Валюхівське.

6. Встановлено головні відмінності між геологічною будовою покладів ВВН і ПБ та покладами традиційних нафт, що лягло в основу запропонованих критеріїв визначення підрахункових параметрів для оцінки запасів ВВН і ПБ (площа нафтобітумонасиченості, ефективна нафтобітумонасичена товщина, коефіцієнт відкритої пористості, коефіцієнт ефективної пористості, коефіцієнт нафтобітумонасичення по рухомій та твердій фазах). Це дозволило за межами затверджених контурів нафтоносності гор. М-7, Б-6, Б-8 Яблунівського родовища виявити нафтобітумонасичені об'єми порід, запаси яких майже втричі перевищують затверджені запаси.

7. Розроблено методику побудови карт диференціації запасів за ступенем їх рухомості, яка була використана при виборі траєкторій бокових стовбурів на Яблунівському родовищі.

8. Обґрунтовано геолого-промислові критерії та заходи, спрямовані на підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з покладів ВВН і ПБ. Визначено недоцільність застосування заводнення, а також методів, пов'язаних із закачуванням газоподібних агентів. Рекомендовано впровадження системи розробки покладів гор. М-7, Б-6в, Б-6н, Б-8 Яблунівського родовища із закачуванням вуглеводневих розчинників з метою підвищення ступеня рухомості ВВН і ПБ та максимального залучення їх в розробку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Айгистова С.Х. О классификации и рациональном использовании высоковязкой нефти Татарии / С.Х. Айгистова, Р.Х. Муслимов, Р.С. Касимов, А. Н. Садыков // Обзор. Серия: Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – № 2. – С. 13–15.
2. Веревкин К.И. Классификация углеводородов при выборе методов их добычи / К.И. Веревкин, Р.Н. Дияшев // Нефтяное хозяйство. – М., 1982. – № 3. – С. 31-34.
3. Скороваров Ю.Н. Условия залегания тяжелых высоковязких нефтей месторождений СССР / Ю.Н. Скороваров, Г.Ф. Требин, Ю.В. Капырин // Геология нефти и газа. – М., 1984. – № 7. – С. 11 -13.
4. Халимов Э.М. Характеристика высоковязких нефтей и условия залегания их скоплений / Э.М. Халимов, И.М. Климушин, Л.И. Фердман, Н.И. Мессинева, Л.Н. Новикова // Геология нефти и газа. – М., 1985. – № 9. – С. 15-17.
5. Дешюи Марк А. Разработка месторождений тяжелой нефти / Марк А. Дешюи // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – М., 1982. – № 1. – С. 34-37.
6. Мартос В.Н. Разработка залежей тяжелых и вязких нефтей / В.Н. Мартос // Обзор. Серия: Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – С. 41-42.
7. Byramjee R.J. Heavy crudes and bitumes categorized to help assess resources, techniques / R.J. Byramjee // Oil and Gas. – 1983. – vol. 81, № 27. – P. 78-82.
8. Martinez A.R. Classification and nomenclature systems for petroleum reserves / A.R. Martinez, D.C. Ion, G.J. De Sorsy // Special report for the XI World Petroleum Congress. – London, 1983.
9. Лисовский Н.Н. Формирование и пространственное распределение вязких и твердых нафтидов в нефтегазоносных бассейнах / Н.Н. Лисовский,

Э.М. Халимов, Л.И. Фердман, И.М. Климушин // Международный геологический конгресс: мат. XXVII конгресса, секция С, 1-3, 4-14 августа 1984 г, Москва. – М., 1984. – т. 13 – С. 34-45.

10. Словарь по геологии нефти и газа/ Сост.: В.И. Александрова, Л.Г. Ермолаева [и др.]. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.

11. Мала гірнича енциклопедія: У 3 т. / за ред. В.С. Білецького – Донецьк: Донбас, 2004. – Т. 1. – 640 с.

12. Успенский В.А. Основные пути преобразования битумов в природе и вопросы их классификации / В.А. Успенский, О.А. Радченко, Е.А. Глебовская [и др.] // Труды ВНИГРИ. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – вып. 185. – 314 с.

13. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. / [Дж. Хант]; пер. с англ. под ред. Н.Б. Вассоевича и А.Я. Архипова. – М.: Мир, 1982. – 703 с.

14. Мала гірнича енциклопедія: У 3 т. /за ред. В.С. Білецького – Донецьк: Донбас, 2007. – Т. 2. – 652 с.

15. Вассоевич Н.Б. Современные представления об условиях образования нефти / Н.Б. Вассоевич. – М.: Наука, 1981. – 40 с.

16. Химия нефти и газа: учебное пособие для вузов / [А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова и др.]; за ред. В.А. Проскурякова, А. Е. Драбкина. – 3-е изд., доп. и испр. – СПб: Химия, 1995.– 448 с.

17. Саранчук В.І. Хімія і фізика горючих копалин / В.І. Саранчук, М.О. Ільяшов, В.В. Ошовський, В.С. Білецький. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. – 600 с.

18. Бойко В.С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: у 2 т. / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2004-2006 рр. – Т. 1-2. – 560 + 800 с.

19. Лурье М.А. К вопросу о происхождении нефти. Гетерокомпоненты, изотопия углерода и серы нефтей как генетические показатели / М.А. Лурье, Ф.К. Шмидт. – Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2013. – 209 с.

20. Саранчук В. І. Хімія і фізика горючих копалин / В.І. Саранчук, М.О. Ільяшов, В.В. Ошовський, В.С. Білецький. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2008. – 600 с.
21. Колбановская А.С. Дорожные битумы / А.С. Колбановская, В.В. Михайлов. – М.: Транспорт, 1973. – 264 с.
22. Черних В.П. Органічна хімія / [В.П. Черних, Б.С. Зіменковський, І.С. Гриценко]; за заг. ред. В.П. Черних. – 2-ге вид., випр. і доп. – Х: Видавництво НФаУ «Оригінал», 2008. – 752 с.
23. Белобородов В.Л. Органическая химия / В.Л. Белобородов, С.Е. Зурабян, А.П. Лузин, Н.А. Тюкавкина. – М.: Дрофа, 2003. – 639 с.
24. Березин Б.Д. Курс современной органической химии / Б.Д. Березин – М.: Высшая школа, 2003. – 768 с.
25. Эглинтон Дж. Органическая геохимия / [под ред. Дж. Эглинтон и М.Т. Дж. Мэрфи]; пер. с англ. В. Ф. Камьянова [и др.]; под ред. А. И. Богомоллова и А. А. Петрова – Л.: Недра, 1974. – 487 с.
26. Склярів А.Ю. Сенсационная история Земли. Сколько на самом деле лет нашей планете? / А.Ю. Склярів – М.: Вече, 2012. – 256 с.
Режим доступу до ресурсу: <http://effendi2009.narod.ru/siz-web/siz15.html>
27. Родкин М.В. Теории происхождения нефти: тезис-антитезис-синтез / М.В. Родкин // Научно-популярный журнал «Химия и жизнь – XXI век». – М., 2005. – № 6. – С. 14-17.
28. Глосарій термінів з хімії / Укладачі Й. Опейда, О. Швайка. Ін-т фізико-органічної хімії та вуглехімії ім. Л.М.Литвиненка НАН України, Донецький національний університет – Донецьк: Видавництво «Вебер», 2008. – 758 с.
29. Бондаренко В.І. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє: у 5 т. / В.І. Бондаренко, Г.Б. Варламов, І.А. Вольчин, І.М. Карп. – К., 2006. – Т.1: Від вогню та води до електрики – 300 с.
30. Рябов В.Д. Химия нефти и газа / В.Д. Рябов. – М.: Издательство «Техника», 2004. – 287 с.

31. Курбский Г.П. К геохимии природных битумов Татарии / Г.П. Курбский // Всесоюз. конф. по проблемам комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей, Казань. – 1991. – С. 182-188.

32. Стебельська Г.Я. Геологічні умови розвідки та розробки покладів високов'язких нафт та природних бітумів / Г.Я. Стебельська // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна. – Харків, 2015. – № 1157 – С. 53-57.

33. Стебельская Г.Я. Некоторые особенности разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов / Г.Я. Стебельская // Научный журнал «Молодой ученый». – Казань: Издательство «Молодой ученый», 2015. – № 13 - С. 329-333.

34. Стебельська Г.Я. Особливості розробки покладів високов'язких нафт / Г.Я. Стебельська // Новітні проблеми геології: матер. наук.-практ. конф., 21-23.05.2015 р., Харків. – Харків: Вид-во Іванченка І. С., 2015. – С. 133-135.

35. Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы: в 5 т. / Н.К. Надиров. – Алматы: Тылым, 2001. – Т.1.: История. Бассейны. Свойства. – 360 с.

36. Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы: В 5 т. / Н.К. Надиров. – Алматы: Тылым, 2001. – Т.2.: Добыча. Подготовка. Транспортировка. – 344 с.

37. Шкребта Г.П. Радиоактивность нефтей и пород Днепровско-Донецкой впадины (на примере Качановского и Глинско-Розбышевского месторождений) / Г.П. Шкребта // Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. – Киев: Наук. думка, 1971. – С. 399-412.

38. Доленко Г.Н. Разломная тектоника и нефтегазоносность Украины. / Г.Н. Доленко, С.А. Варичев, В.В. Колодий [и др.]. – Киев: Наук. думка, 1989. – 116 с.

39. Великий тлумачний словник сучасної української мови / Голов. ред. В.Т. Бусел, редактори-лексикографи: В.Т. Бусел, М.Д. Василюк, Дерибас, О.В. Дмитрієв, Г.В. Латник, Г.В. Степенко. – 5-е вид. – К.; Ірпінь: ВТФ «Перун», 2005. – 1728 с.
40. Ботнева Т.Д. Генетические основы классификации нефтей / Т.Д. Ботнева. – М.: Недра, 1987. – 196 с.
41. Панкина Р.Г. Геохимия изотопов серы нефтей и органического вещества / [Р.Г. Панкина]; под редакцией д.г.-м.н. С.П. Максимова. – М.: Недра, 1978. – 248 с.
42. Петров Ал. А. Углеводороды нефти / Ал. А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
43. Петров Ал. А. Химия алканов / Ал. А. Петров. – М.: Наука, 1974. – 244 с.
44. MacLaren D.D. Chemical technology / D. D. MacLaren. – USA, 1975. – 594 p.
45. Гольдберг И.С. Природные битумы СССР (Закономерности формирования и размещения) / И.С. Гольдберг. – Л.: Недра, 1981. – 195 с.
46. Клубов Б.А. Принципиальная модель образования твердых битумов/ Б.А. Клубов // Конденсированное некристаллическое состояние вещества земной коры. – СПб.: Наука, 1995. – С. 85-90.
47. Курбский Г.П. Геохимия нефтей Татарии/ Г.П. Курбский. – М.: Наука, 1987 – 168 с.
48. Гольдберг И.С. Происхождение битумов и закономерности формирования их месторождений / И.С. Гольдберг // Нефтебитуминозные породы. Перспективы использования. – Алма-Ата, 1982. – С. 48–54.
49. Карцев А.А. Основы геохимии нефти и газа / А.А. Карцев. – М.: Недра, 1978. – 279 с.
50. Наметкин С.С. Химия нефти / С.С. Наметкин. – М.: Изд-во АН СССР, 1955. – 799 с.

51. Шевченко Е.Ф. Физико-химические свойства нефтей и газов Украины: [Справочник] / Е.Ф. Шевченко, Л.М. Габинет, Г.М. Карпенко [и др.] // Труды Укр. науч.-исслед. геол.-развед. ин-т. (УкрНИГРИ); Вып. 23. – М., "Недра", 1971 – 408 с.

52. Сюняев З.И. Химия нефти / З.И. Сюняев, И.Ю. Батуева, А.А. Гайле, Ю. В. Поконова [и др.]. – Л: "Химия", 1984. – 360 с.

53. Проскуряков В.А. Химия нефти и газа / В.А. Проскуряков, А.Е. Драбкин. – СПб: Химия, 1995. – 448 с.

54. Norman J. Hyne. Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling and Production / Hyne, Norman J. – Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation, 2014. – 769 p.

55. Раупов И.Р. Разработка мобильного устройства для измерения оптических свойств нефти при решении геолого-промысловых задач / И.Р. Раупов, Н.К. Кондрашева, Р.Н. Бурханов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 3. – С. 17-32. Режим доступа до ресурсу: http://ogbus.ru/issues/3_2014/ogbus_3_2014_p17-32_RaupovIR_ru.pdf

56. Сафиева Р.З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства / Р.З. Сафиева. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 112 с.

57. Соколов В.А. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением / В.А. Соколов, М.А. Бестужев, Т.В. Тихомолова. – М.: Недра, 1972. – 276 с.

58. Зелизна С.Т. Парамагнитные свойства высокомолекулярных фракций нефтей и конденсатов Украины / С.Т. Зелизна, Б.П. Антонив, Г.Н. Широбокова, Ю.З. Крупский // Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей: тезисы доклада республиканского совещания, ч. 2. – Львов, 1981. – С. 53-54.

59. Зелизна С.Т. Генетические соотношения горючих ископаемых северной окраины Донбасса по данным изотопии углерода / С.Т. Зелизна,

Р.М. Смишко, Г.Н.Широбокова [и др.] // X Всесоюзный симпозиум по стабильным изотопам в геохимии: тезисы доклада, Москва, 3-5 декабря 1984 г. – 1984. – С. 163.

60. Зелизна С.Т. Геохимические процессы утяжеления нефтей (на примере Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции) / С.Т. Зелизна, Г.Н. Широбокова // Геохимия осадочных пород и прогноз полезных ископаемых: тезисы доклада II Украинского республиканского литологического совещания, Ивано-Франковск. – Киев: Наукова думка, 1976. – С. 85.

61. Доленко Г.Н. Разломная тектоника и нефтегазоносность Украины / [Доленко Г.Н., Варичев С.А., Колодий В.В. и др.]; отв. ред. Г.Н. Доленко // АН УССР, Институт геологии и геохимии горючих ископаемых. – Киев: Наукова думка, 1989. – 116 с.

62. Андреева Р.И. О гипсометрии фундамента Днепровского грабена / Р.И. Андреева, М.В. Чирвинская // Геология нефти и газа. – М., 1961. – № 12. – С. 31-35.

64. Арсірій Ю.О. До питання типізації виступів докембрійського фундаменту Дніпровсько-Донецької западини / Ю.О. Арсірій, А.Б. Холодних, К.К. Філюшкін // Зб. наук. праць УкрДГРІ. – К.: УкрДГРІ, 2002. – № 1-2 – С. 144-148.

65. Арсірій Ю.О. Картографічне вивчення глибинної структури Дніпровсько-Донецької западини / Ю.О. Арсірій, А.Б. Холодних, К.К. Філюшкін // Зб. наук. праць УкрДГРІ. – К.: УкрДГРІ, 2007. – № 2. – С. 121-129.

66. Арсирий Ю.А. К вопросу о строении и тектоническом районировании прибортовых зон Днепровско-Донецкой впадины / Ю.А. Арсирий, А.Б. Холодних, В.П. Стрижак / Геологический журнал. – К., 2002. – № 4. – С. 33-41.

67. Арсірій Ю.О. Три етапи побудови тектонічних карт середніх та крупних масштабів (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини) /

Ю.О. Арсірій, О.Ю. Лукін, А.Б. Холодних [та ін.] // Перспективи наращування та збереження енергетичних ресурсів України: зб.наук.праць / під ред. В.Г.Омельченка. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 4.

68. Белоусов В.В. Основы геотектоники / В.В. Белоусов. – М.: Недра, 1975. – 264 с.

69. Бланк М.И. Геологическое строение и проблемы нефтегазоносности кристаллического фундамента юго-восточной части Северного борта ДДВ / М.И. Бланк, Ю.Н. Вишняков // Нафта і газ України – 1998: тез доп. 5-ї Міжнар. наук.-практ. конф., Полтава, 15-17.10.1998р. – Полтава: УНГА, 1998. – С. 135-136.

70. Витенко В.А. История развития и нефтегазоносность структур Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Витенко, Б.П. Кабышев. – М.: Недра, 1977. – 192 с.

71. Высочанский И.В. Новые представления о развитии и перспективах нефтегазоносности солянокупольных поднятий / И.В. Высочанский // Геологический журнал – К., 1991. – №2. – С. 109-116.

72. Гаркаленко И.А. Глубинная тектоника Донецкого бассейна / И.А. Гаркаленко, М.И. Бородулин // Геофизический сборник АН УССР. – 1972. – Вып. 48. – С. 80-89.

73. Кабышев Б.П. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак, О.Д. Билык [и др.]. – К.: Наук. думка, 1989. – 204 с.

74. Айзенверг Д.Е. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / Д.Е. Айзенверг, О.И. Берченко, Н.Е. Бражникова [и др.]. – К.: Наук. думка, 1988. – 148 с.

75. Чебаненко И.И. К геологии докембрийского нефтегазоносного комплекса в Днепровско-Донецком авлакогене / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, Н.И. Евдошук, В.В. Гладун, О.В. Гнатюк // Геологія ХХІ століття: Шляхи розвитку і перспективи: зб. наук. праць Інституту геологічних наук НАНУ. – Київ: Знання, 2001. – С. 323-333.

76. Холодних А.Б. Особливості будови центрокліналей Дніпровсько-Донецької западини / А.Б. Холодних // Журнал «Геологія і геохімія горючих копалин». – К., 2002 – №1. – С. 36-39.

77. Холодних А.Б. Будова північно-західної центрикліналі Дніпровсько-Донецької западини / А.Б. Холодних // Нові дані з геології та нафтогазоносності України. – Львів: УкрДГРІ. – С. 52-59.

78. Вакарчук Г.И. Разломно-блоковая тектоника и нефтегазоносность фундамента Анастасьевско-Липоводолинского выступа ДДА / Г.И. Вакарчук, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко [и др.] // Тектоника и стратиграфия. – 1992. – Вып. 32. – С. 27-38.

79. Височанський І.В. Геологічні передумови перспектив нафтогазоносності Південного борту Дніпровсько-Донецької западини / І.В. Височанський, М.Г. Ульянов, В.М. Тесленко-Пономаренко [та ін.] // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІГаз, 2003. – Вип. XXXI. – С. 54-60.

80. Височанський І.В. До перспективності другої структурно-тектонічної зони Північного борту Дніпровсько-Донецької западини (в межах Харківської області) / І.В. Височанський, М.Г. Ульянов, В.М. Тесленко-Пономаренко // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІГаз, 2003. – Вип. XXXI. – С. 15-22.

81. Верповский Н.Н. Особенности строения и типы ловушек УВ моноклинали Северного борта ДДВ / Н.Н. Верповский, В.В. Музыка, Ю.А. Гладченко [и др.] // // Нафта і газ України – 1998: тез доп. 5-ї Міжнар. наук.-практ. конф., Полтава, 15-17.10.1998р. – Полтава: УНГА, 1998. – С. 143.

82. Дем'яненко І.І. Перспективи нафтогазоносності зони відкритих структур східної частини Дніпровсько-Донецької западини / І.І. Дем'яненко, А.П. Кутовая, І.І. Дем'яненко (молодший) // Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України: зб.наук.праць / під ред. В.Г.Омельченка. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – С. 13-14.

83. Атлас родовищ нафти і газу України: У 6 т. / за загальною ред.

М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денегі [та ін.] – Львів: «Центр Європи», 1998. - Т. 1-3: Східний нафтогазоносний регіон. – 496 + 924 + 1024 с.

84. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / Ю.А. Арсирій, В.А. Витенко, А.М. Палій [и др.]. – Киев: Мингео УССР, 1984. – 190 с., 6 листов.

85. Билык О.Д. Зоны нефтегазонакопления Днепровско-Донецкой впадины / О.Д. Билык, В.А. Витенко, Б.И. Кельбас [и др.] – М.: Недра, 1977. – 119 с.

86. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген / В.В. Гладун. – К.: Наук. думка, 2001. – 323 с.

87. Днепровско-Донецкая впадина. Карта нефтегазогеологического районирования / [Н.К. Ковшик, Е.С. Дворянин, В.В. Гладун, З.Я. Войцицкий, Н.С. Лебедь, Н.Н. Верповский, М.Г. Манюта, Г.Н. Каледин]; отв. ред. Дворянин Е. С.; М 1:200 000. – К.: Мингео СССР, ПГО Укргеофизика, 1988. – 6 л. (цветная).

88. Зюзькевич М.П. Геологічне районування та визначення рейтингу перспективності геологічних зон і нафтогазоносності комплексів південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини / М.П. Зюзькевич, П.Т. Павленко // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІГаз, 2003. – Вип. XXXI. – С. 46-54.

89. Лебідь В.П. Структурно-тектонічне районування північного борту ДДР та визначення просторово-часових показників формування ЛСК-пасток / В.П. Лебідь, В.Г. Стеченко // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць ДП «Науканафтогаз», Київ. – К., 2009. – С. 33-43.

90. Маєвський Б.И. Щодо проблеми нафтогазогеологічного районування території України / Б.Й. Маєвський // Нафт, і газова промисловість. – К., 2002. – № 4. – С. 6-8.

91. Державний баланс запасів корисних копалин України на 1 січня 2015 р. Газ. Конденсат. Нафта. ГЕОІНФОРМ – Київ, 2015.

92. Доленко Г.Н. Происхождение нефти и газа и нефтегазонакопление в

земной коре / Г.Н. Доленко. – Київ: Наук. думка, 1986. – 135 с.

93. Доленко Г.Н. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины: Эндогенные процессы и нефтегазоносность / Г.Н. Доленко, З.М. Ляшкевич, М.А. Алехина [и др.]. – К.: Наук. думка, 1991. – 100 с.

94. Завьялов В.М. Условия аккумуляции нефти и газа и закономерности размещения их в Днепровско-Донецкой впадине / В.М. Завьялов. – М.: Недра, 1973. – 120 с.

95. Амосов И.И. Палеогеотермические критерии размещения нефтяных залежей / И.И. Амосов, В.И. Горшков, Н.П. Гречишников, Г.С. Калмыков. – М.: Недра, 1977. – 156 с.

96. Волков М.Г. До питання про зв'язок між неотектонічними рухами, геотермічним полем і закономірностями розміщення нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині / М.Г. Волков, А.І. Лур'є, І.Л. Соколовський // Доп. АН УРСР. – 1975. – Сер. Б, № 5. – С. 390-392.

97. Романович И.С. Условия формирования основных типов залежей газонефтеносной провинции восточной Украины и Белоруссии и перспективы открытия новых месторождений газа / И.С. Романович – М.: ВНИИЭгазпром, 1975. – 49 с.

98. Галабуда М.І. Ослаблені зони земної кори і вузли нафтогазоносності у Дніпровсько-Донецькій западині / М.І. Галабуда, С.О. Варічев // Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень: тез. доп. міжнар. конф., лютий 2001 р., Чернігів. – Чернігів: УНГА, 2001. – С. 91-92.

99. Бойко Г.Е. Прогнозирование нефтегазоносности по генетическим показателям / Г.Е. Бойко. – К.: Наук. думка, 1982. – 252 с.

100. Порфирьев В.Б. Природа нефти, газа и ископаемых углей: В 2 т. / В.Б. Порфирьев // – Киев: Наук. думка, 1987. – Т. 2: Абиогенная нефть. – 216 с.

101. Шахновский И.М. Происхождение месторождений рудных и горючих полезных ископаемых / И.М. Шахновский. – М., 2005. – 64 с.

102. Ипатенко С.П. Глубинное строение земной коры и его связь с нефтегазоносностью на примере северо-западной части Украинского щита / С.П. Ипатенко // Геофизический журнал. – К., 1995. – Т. 17, № 2. – С. 44-59

103. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (Геосинергетическая концепция природных углеводородногенерирующих систем) / А.Е. Лукин // Геофизический журнал. – К., 1999. – № 1. – С. 30-42.

104. Чебаненко И.И. Осадочно-неорганическая теория формирования нефтяных и газовых месторождений / И.И. Чебаненко, В.П. Ключко, В.С. Токовенко [и др.] // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 50-52.

105. Субботин С.И. О связи месторождений нефти и газа с глубинными разломами на территории УССР / С.И. Субботин // Геологический сборник Львовского геологического общества при Львов. гос. ун-те. – Львов, 1961. – №7-8. – С. 39-54.

106. Субботин С.И. Верхняя мантия и глубинная нефть / С.И. Субботин // Проблемы происхождения нефти. – К.: Наук. думка, 1966. – С. 52-62.

107. Линецкий В.Ф. Миграция нефти и газа на больших глубинах / В.Ф. Линецкий. – К.: Наук. думка, 1974. – 136 с.

108. Маєвський Б.Й. Генезис вуглеводнів і формування їх покладів як основа прогнозування нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів / Б.Й. Маєвський // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України: матер, конф. 20-23 вересня 2005 р., Івано-Франківськ. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – С. 8-13.

109. Лукін О.Ю. Проблема нафтогазоносності великих глибин / О.Ю. Лукін, М.В. Щукін // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України: матер, конф. 20-23 вересня 2005 р., Івано-Франківськ / під. ред. Б.Й. Маєвського. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – С. 18-21.

110. Євдошук М.І. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів / [М.І. Євдошук, І.І. Чебаненко, В.К. Гавриш,

М.І. Галабуда, Т.М. Галко, В.В. Гладун, Т.Є. Довжок, С.М. Єсипович, П.О. Загороднюк, І.Г. Зезекало, О.М. Істомін, В.П. Клочко, Ю.З. Крупський, Б.М. Полухтович, О.Г. Цьоха]; під ред. М.І. Євдошука. – Київ: НТП «Нафтогазпрогноз», 2001. – 288с.

111. Окрепкий Р.М. Основні закономірності поширення важких високов'язких нафт і природних бітумів у нафтогазоносних регіонах України. Східний нафтогазоносний регіон / Р.М. Окрепкий // Геологічний журнал. – К., 2002. – №2. – С. 24-35.

112. Стебельська Г.Я. Умови залягання покладів високов'язких нафт і природних бітумів в Дніпровсько-Донецькій западині / Г.Я. Стебельська // Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи: мат. міжн. конф. – Київ, 2015. – С. 179-182.

113. Лукін О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України / О.Ю. Лукін // Геофизический журнал. – К., 2008 – № 1. – С. 7-24.

114. Лукин О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрями його освоєння / О.Ю. Лукин // Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: сб. докл. VIII Междун. конф. «Крым-2009». – Симферополь: Асоц. геологов г. Симферополя, 2010. – С. 15-25.

115. Порфирьев В.Б. Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины / [В.Б. Порфирьев, В.П. Клочко, В.А. Краюшкин и др.]; под. ред. В.Б. Порфирьева. – К.: Наук. думка, 1977. – 152 с.

116. Височанський І.В. До проблеми пошуків покладів вуглеводнів у несклепінних пастках Дніпровсько-Донецької западини / І.В. Височанський // Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України: зб.наук.праць / під ред. В.Г.Омельченка. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – С. 25-29.

117. Герасимович Р.В. Прогнозування геологічного розрізу з метою пошуків вуглеводнів / Р.В. Герасимович, Д.Ю. Макаров // Нафтова і газова

промисловість. – К., 2000. – № 1. – С. 12-14.

118. Дворянин С.С. Перспективи пошуків нафти і газу на малих глибинах в осадових та кристалічних утвореннях України / С.С. Дворянин, В.П. Ключко // Нафтова і газова промисловість. – К., 1994. – № 3. – С. 5-7.

119. Кабышев Б.П. Оценка перспектив нефтегазоносности продуктивных комплексов ДДВ / Б.П. Кабышев, И.С. Рослый, Т.М. Пригарина [и др.]. – Киев, 1990. – 61 с. (Препринт / АН Украины. Ин-т геологических наук; 1990-23).

120. Краюшкин В.А. К перспективе поиска нефти и газа в астроблемах Украины / В.А. Краюшкин, Е.П. Гуров // Геофизический журнал – К., 1989. – № 1. – С. 17-27.

121. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – Київ: Наукова думка, 2004. – 446 с.

122. Маєвський Б.Й. Генезис вуглеводнів і формування їх покладів як основа прогнозування нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів / Б.Й. Маєвський // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України: матер, конф. 20-23 вересня 2005 р., Івано-Франківськ / під. ред. Б.Й. Маєвського. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – С. 8-13.

123. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции нефти / В.В. Колодий. – Киев: Наук. думка, 1983. – 248 с.

124. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти / В.А. Краюшкин. – Киев: Наук. думка, 1984. – 175 с.

125. Краюшкин В.А. К оценке нефтегазового потенциала Земли / В.А. Краюшкин // Доп. НАН України. – К., 1998. – № 7. – С. 126-129 с.

126. Лукин А.Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности / А.Е. Лукин // Геолог Украины. – К., 2004. – № 3. – С. 18-43.

127. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и происхождение углеводородов

/ П.Н. Кропоткин // Бюл. Моск. о-ва испыт. природы (БМОИП). Отд. геол. – М., 1985. – Вып. 6, № 60. – С. 257-267.

128. Карцев. А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А.А. Карцев. – М.: Недра, 1972. – 280 с.

129. Кабышев Б.П. Перспективы нефтегазоносности ДДВ (на основе метода экспертных оценок) / Б.П. Кабышев // Новые данные по геологии и нефтегазоносности УССР: сб. научн. тр. УкрНИГРИ. – Львов: УкрНИГРИ, 1974. – С. 18-25.

130. Колодій В.В. Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності північного борту Дніпровсько-Донецької западини / В.В. Колодій, І.В. Височанський, М.П. Зюзькевич [та ін.] // Геологія і геохімія горючих копалин. – К., 1999. – № 1. – С. 21-29.

131. Гавриш В.К. Нефть, газ, ртуть и глубинные разломы Донбасса / В.К. Гавриш, Л.А. Добрянский, А.Т. Мурич. – К., 1984. – 55 с. (Препринт/АН Украины. Ин-т геологических наук; 1984-2).

132. Гавриш В.К. Розломно-блокова тектоніка і нафтогазоносність Дніпровсько-Донецького рифтогену / В.К. Гавриш, М.І. Євдошук, С.С. Петрова та ін. // Геологічний журнал. – К., 2001 – № 2. – С. 29-36.

133. Мухаметшин Р.З. Свойства и состав нафтидов как показатель условий формирования залежей нефти / Р.З. Мухаметшин // Генезис нефти и газа и формирование их месторождений в Украине как научная основа прогноза и поисков новых скоплений: матер. междунар. науч.-практич. конфер. – Чернигов, 2001. – С. 183-185.

134. Новосилецкий Р.М. Гидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины / Р.М. Новосилецкий. – М.: Недра, 1975. – 228 с.

135. Романович И.С. Условия формирования основных типов залежей газонефтеносной провинции восточной Украины и Белоруссии и перспективы открытия новых месторождений газа / И.С. Романович. – М.: ВНИИЭГазпром, 1975. – 49 с.

136. Высочанский И.В. Тектонические нарушения и вопросы нефтегазоносности (особенности тектоники Днепровско-Донецкого авлакогена / И.В. Высочанский, В.В. Крот, И.И. Чебаненко [и др.]. – К., 1990. – 38 с. (Препринт/Ин-т геологических наук АН УССР; 1990-29).

137. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген / В.В. Гладун. – К.: Наук. думка, 2001. – 323 с.

138. Гладун В.В. Нафтогазоносність докембрійського кристалічного комплексу Дніпровсько-Донецької западини / В.В. Гладун, Т.Є. Довжок, О.Г. Цюха // Геологія горючих копалин України: тези доп. міжнар. наук. конф., 13-15.11.2001 р., Львів. – Львів: Інст. геол. і геохім. горюч. копалин НАН України, 2001. – С. 56-57.

139. Окрепкий Р.М. Геологічні умови формування важких високов'язких нафт і перспективи пошуків їх покладів у нафтогазоносних регіонах України: автореф. дис. канд. геол. наук / Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2003. – 19 с.

140. Паюк С.О. Петрофізична модель нафтонасичення порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища ДДз. / С.О. Паюк, Г.Я. Стебельська, М. Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький // Нафтогазова галузь України. – К., 2015. – №2. – с. 19-22.

141. Мусин К.М. Природа пластов низкого и высокого сопротивлений турнейского яруса Алексеевского месторождения / К.М. Мусин, Ф.М. Газеева, Е.А. Юдинцев, А.Ф. Егоров // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения: матер. научн. конф. – Казань, 2005. – С. 22-27.

142. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: [Справочник] / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1988 – 476 с.

143. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин / Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1982. – 368 с.

144. Гильманова Р.Х. Влияние литологии на сопротивление нефтенасыщенных карбонатных коллекторов в переходной зоне и их разработка / Р.Х. Гильманова, А.Ф. Егоров, С.А. Кротов, Р.Р. Зиятдинов // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2012. – № 1. – С. 84-89.

145. Стебельська Г.Я. Перспективи виявлення пропущених об'єктів на родовищах вуглеводнів, що тривалий час перебувають в розробці / Г.Я. Стебельська // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна. – Харків, 2013. – №1084 – С. 110-112.

146. Войтович С.Е. Основные принципы подсчета запасов сверхвязких нефтей Республики Татарстан / С.Е. Войтович, Т.П. Ахманова, Н.В. Акчурина // Георесурсы. – Казань, 2013. – №1 – с.13-16.

147. Литогеохимические исследования при поисках месторождений нефти и газа / Под. ред. О.Л. Кузнецова. – М.: Недра, 1987. – 184 с.

148. Лукин А.Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов / А.Е. Лукин // Геофизический журнал. – К., 2009. – №2 – с.61-91.

149. Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до родовищ нафтових бітумів: методичні вказівки ДКЗ України. – К., 2012 – 42 с.

150. Стебельська Г.Я. Шляхи нарощування ресурсної бази на родовищах, що перебувають на пізній стадії розробки / Г.Я. Стебельська // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. ДП «Науканафтогаз», Київ. – Київ, 2012. – В. 10. – С. 31-38.

151. Стебельська Г.Я. Шляхи збільшення видобутку нафти з виснажених покладів за рахунок їх повторного введення в розробку після консервації / Г.Я. Стебельська // Нафта і газ України-2004: матеріали 8-ої міжнародної конференції. – Судак, 2004. – С. 250-252.

152. Аксёнов А.А. Методика оценки прогнозных ресурсов природных битумов / А.А. Аксёнов, П.С. Жабрева // Природные битумы –

дополнительный источник углеводородного сырья: сборник трудов ИГ и РГИ. – М., 1984. – С. 55-60.

153. Губницкий В.М. К оценке перспектив битумоносности нефтегазоносных территорий. / В.М. Губницкий // Природные битумы – дополнительный источник углеводородного сырья: сборник трудов ИГ и РГИ. – М., 1984. – С. 26-34.

154. Хисамов Р.С. Подготовка к освоению месторождений природных битумов Республики Татарстан / Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, И.Е. Шаргородский // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 2. – С. 42-46.

155. Томашевский А.И. Критерии выделения битумонасыщенных коллекторов по данным геофизических исследований скважин / А.И. Томашевский // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1982. – № 11. – С. 16-17.

156. Николин И.Г. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов / И.Г. Николин // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. – 2007. – № 2 – С. 54-68.

157. Климушкин И.М. Особенности разработки месторождений высоковязких нефтей первичными и вторичными методами / И.М. Климушкин, И.Г. Аванесов // Сб. трудов ВНИИ. – М., 1987 – № 90. – С. 142-149.

158. Байбаков Н.К. Термические методы добычи нефти в России и зарубежом / Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев, Д.Г. Антониади, В.Г. Ишханов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 181 с.

159. Байбаков Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев. – М.: Недра, 1988. – 343 с.

160. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов месторождений высоковязких нефтей / В.И. Кудинов – М.: Нефть и газ, 1996. – 284 с.

161. Бурже Ж.П. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж.П. Бурже, М. Сурио, М.Комбарну. – М.: Недра, 1988. – 424 с.

162. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л. Сургучев – М.: Недра, 1985.- 284 с.

163. Сургучев М. Л. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев – М.: Недра, 1991. – 347 с.

164. Стебельська Г.Я. Перспективи розробки покладів нафтового бітуму карпатій-юрських відкладів Орховицького родовища / Г.Я. Стебельська, О.Є. Дидинська, С.М. Гончаренко // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІгаз, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 164-167.

165. Баженова Т.К. Основные черты геологии и геохимии природных битумов домезозойского мегабассейна Сибирской платформы / Т.К. Баженова, И.А. Кушмар // Природные битумы и тяжелые нефти: сборник материалов международной конференции. – СПб.: Недра, 2006. – С. 132-145.

166. Золотухин А.Б. Проектирование разработки нефтяных месторождений с применением внутрипластового горения / А.Б. Золотухин. – М.: МИНГ, 1986. – 73 с.

167. Мухаметшин Р.З. Пути эффективной разработки залежей нефти и битумов в карбонатных коллекторах Татарии / Р.З. Мухаметшин, В.Н. Напалков // Геология и разработка нефтебитумоносных месторождений. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 1990. – С. 104-121.

168. Малофеев В.В. Зависимость размещения горизонтальных и вертикальных скважин от геолого-физических особенностей месторождения при разработке высоковязких нефтей методом SAGD / В.В. Малофеев // Ученые записки АГНИ. – Альметьевск: АГНИ, 2010. – Том VII. – С. 73-76.

169. Малофеев В.В. Оптимизация размещения горизонтальных и вертикальных скважин при разработке залежей сверхвязкой нефти Татарстана / В.В. Малофеев, А.В. Лобусев // Научно-практический журнал «Территория «НЕФТЕГАЗ»». – М., 2009. – №8. – С. 52-54.

170. Современные технологии добычи природных битумов и высоковязких нефтей: Учебное пособие / Ю.А. Гуторов, И.Х. Гимаев. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 92 с.

171. Мирзаджанзаде А.Х. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Ковалев, Ю.В. Зайцев – М.: Недра, 1972 – 201 с.

172. Девликамов В.В. Аномальные нефти / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин, М.М. Кабиров. – М.: Недра, 1975. – 168 с.

173. Мочалов Е.Ю. Эффективность применения заводнения для разработки небольших месторождений высоковязкой нефти / Е.Ю. Мочалов, Р.З. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – М., 1985. – №3. – С. 29-33.

174. Фик І.М. Перспективи розробки нафтових покладів ДК "Укргазвидобування" із важковидобувними запасами / І.М. Фик, В.Ю. Ходаковський, В.Й. Магасевич, Г.Я. Стебельська // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків: УкрНДІгаз, 2003. – Вип. XXXI. – С. 150-154.

175. Стебельська Г.Я. Сучасний стан та перспективи розробки нафтових та нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини із важковидобувними та виснаженими запасами // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць ДП «Науканафтогаз», Київ. – К., 2008. – В.6. – С. 34-37.