

553.98(477.8)

X76

МІНІСТЕРСТВО ОВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ХОМИН ВОЛОДИМИР РОМАНОВИЧ

УДК 553.982/981(477.8)

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА І ПЕРСПЕКТИВИ
НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ТА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ
ЧАСТИН БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ
ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ НА ГЛИБИНАХ 5-8 КМ

04.00.17 – Геологія нафти і газу

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Івано-Франківськ - 2004



ап773

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

ь теми. Основний видобуток нафти в Передкарпатській нафтогазоносній області ведеться із родовищ, які знаходяться в Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину. Бориславсько-Покутська зона відноситься до найстаріших в Україні нафтогазодобувних районів, проте вуглеводневий потенціал її далеко ще не вичерпаний через недостатньо високу вивченість розрізу на глибинах понад 5 км. У зв'язку з цим актуальною є проблема прогнозування наявності на глибинах 5-8 км пасток для вуглеводнів (ВВ), відкладів з кондиційними значеннями ємнісно-фільтраційних властивостей, а також термобаричних умов, сприятливих для нафтогазоносності геологічного середовища на вказаних глибинах як у межах Передкарпатського прогину, так і Бориславсько-Покутської зони зокрема.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Обраний напрям досліджень є складовою частиною держбюджетних тем Д-7-Ф "Дослідження зон геодинамічних напруг Карпатського регіону та їх вплив на ємнісно-фільтраційні показники гірських порід, умови формування нафтових і газових родовищ та їх розробку" (державний реєстраційний № 0198U002715) і Д-3-Ф "Геодинамічні умови формування рудо-нафтогазоносності Карпатського регіону" (державний реєстраційний № 0101U001663) науково-дослідного інституту нафтогазових технологій ІФНТУНГ, а також є складовою частиною договірної теми ГМ-37 "Аналіз глибинної геологічної будови центральної та північно-західної частини Передкарпатського прогину і виділення перспективних у нафтогазоносному відношенні площ" (державний реєстраційний № 0101U001847), що виконувались на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ і в яких автор брав безпосередню участь.

Мета і завдання досліджень. Метою досліджень є прогнозування геологічної будови глибинних, не розкритих бурінням структур і їх нафтогазоносності в межах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Для досягнення поставленої мети в роботі необхідно вирішити такі завдання:

1. Вияснити геологічну будову центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони на глибинах 5-8 км.
2. Дослідити особливості ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів на великих глибинах.
3. Вивчити термобаричні умови глибокозанурених горизонтів Передкарпатського прогину.
4. Дослідити можливість існування нафтогазових покладів у надрах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину до глибини 8 км.

5. Виділити першочергові нафтогазоперспективні об'єкти у межах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони для постановки деталізаційних геофізичних робіт з метою підготовки структур під глибоке буріння.

Об'єкт дослідження. Глибинний (5-8 км) розріз центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Предмет дослідження. Структурно-тектонічна будова глибинних (5-8 км) частин розрізу та перспективи їх нафтогазоносності.

Методи дослідження. Графічні та аналітичні методи обробки даних геогустинного моделювання, методи геолого-статистичного моделювання глибинного геологічного середовища.

Фактичний матеріал. Фондові та опубліковані матеріали зі структурно-тектонічної будови і геолого-геофізичні дані, отримані при проведенні пошуково-розвідувальних робіт, результати оцінки ресурсів і запасів ВВ на родовищах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, які зібрані під час навчання в очній аспірантурі при кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ.

Наукова новизна одержаних результатів. До найважливіших наукових результатів відносяться:

- в'яяснена геологічна будова центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км;
- встановлені кореляційні залежності між пластовими температурами, тисками та глибиною залягання продуктивних горизонтів центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони;
- визначені перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів.

Основні положення, що захищаються:

1. Геологічна будова центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км на підставі даних геогустинного моделювання, а також використання матеріалів сейсмічних та інших досліджень.

2. Можливість існування нафтогазових покладів на глибинах до 8 км у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину за наявних термобаричних умов та емісно-фільтраційних параметрів порід-колекторів.

3. Основні першочергові напрями геологорозвідувальних робіт на глибинах 5-8 км пов'язані з нижніми ярусами складок у Бориславському, Долинському та інших перерізах Передкарпатського прогину.

Практичне значення одержаних результатів. Узагальнення, систематизація та аналіз нових і переінтерпретація більш ранніх геолого-геофізичних матеріалів та результатів глибокого буріння дозволили обґрунтувати модель глибинної геологічної будови, що сприятиме підвищенню достовірності прогнозування нафтогазоносності надр, та виділити першочергові глибокозанурені

нафтогазоперспективні об'єкти для проведення детальних геолого-геофізичних робіт та параметричного буріння. Результати досліджень дозволять значно підвищити ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ та приростити прогнозні ресурси Бориславсько-Покутського нафтогазопромислового району, що є вагомим внеском у виконання завдання стабілізації та збільшення нафтогазовидобутку в Україні.

Особистий внесок здобувача. Дисертантом розроблена модель геологічної будови центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км; встановлені аналітичні, графічні та статистичні залежності між величинами пластових тисків, температур та глибиною залягання нафтогазоносних горизонтів; створена принципова модель характеру нафтогазоносності досліджуваного регіону; виділені першочергові перспективні в нафтогазоносному відношенні глибокозанурені об'єкти для проведення геологорозвідувальних робіт на території досліджень.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, а саме на: Другій ім. академіка М.А. Усова міжнародній науковій конференції студентів і молодих вчених "Проблемы геологии и освоения недр" (Томськ, 1998); Третьому міжнародному ім. академіка М.А. Усова науковому симпозиумі студентів, аспірантів і молодих вчених у рамках Російської науково-соціальної програми для молоді та школярів "Шаг в будущее", присвяченої сторіччю від дня народження академіка К.І. Согаєва (Томськ, 1999); Міжнародній науковій конференції "Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології" (Київ, 2000); Міжнародній науково-практичній конференції "Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень" (Чернігів, 2001); Міжнародній науковій конференції "Геологія горючих копалин України" (Львів, 2001); 7-й Міжнародній науково-практичній конференції "Нафта і газ України – 2002" (Київ, 2002); V Міжнародній конференції "Крым-2003. Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона" (смт. Гурзуф, 2003) та на науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу ІФНТУНГ (Івано-Франківськ, 2002, 2003).

Публікації. По темі дисертації опубліковано 7 наукових праць (3 одноосібні), серед яких 4 статті опубліковано у фахових виданнях, рекомендованих ВАК України, та 3 – у матеріалах і тезах конференцій.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел, викладених на 168 сторінках друкованого тексту; ілюструється 4 таблицями, 26 рисунками; бібліографія містить 145 найменувань на 23 сторінках.

Автор вважає своїм обов'язком висловити щире подяку науковому керівнику доктору геолого-мінералогічних наук, професору Б.Й. Маєвському за керівництво і постійну підтримку при виконанні дисертаційної роботи. Автор висловлює подяку доктору геолого-мінералогічних наук, професору О.О. Орлову, кандидатам геолого-мінералогічних наук, доцентам Л.С. Мончаку, М.В. Ляху, В.Г. Омельченку, О.М. Карпенку, С.Г. Анікєєву, професору В.П. Степанюку та доценту О.Є. Лозинському за консультації при обговоренні принципових питань, а також колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ за сприяння, допомогу та підтримку при виконанні дисертаційної роботи. Автор вдячний співробітникам ЦНДІ ВАТ "Укрнафта" Л.М. Кузьмику та І.Т. Штурмак за корисні поради з проблемних питань.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ

ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ УЯВЛЕНЬ ПРО СТРУКТУРНО-ТЕКТОНІЧНУ БУДОВУ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ТА ЙОГО НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

У Передкарпатському прогині внаслідок геодинамічних процесів і насування карпатських флішових відкладів на платформні товщі південно-західної частини Східноєвропейської платформи чітко відокремились алохтонний і автохтонний структурно-тектонічні осадові комплекси. У автохтонних відкладах прогину доведена присутність порід мезозою (крейди і юри) платформи. У алохтонних відкладах виділяються моласові відклади та фліш. Покривно-складчаста структура Карпатського регіону вивчена за результатами буріння свердловин, геофізичних та геологічних методів досліджень. Значний вклад у вивчення складної геологічної будови даного регіону внесли О.О. Богданов, Г.Ю. Бойко, Л.Т. Бойчевська, М.Д. Будеркевич, В.С. Буров, П.М. Бодлак, М.Я. Вуль, О.С. Вялов, В.В. Глушко, Г.Н. Доленко, Х.Б. Засць, Т.С. Ізотова, І.В. Кілін, С.С. Круглов, Ю.З. Круський, Л.М. Кузьмик, Я.О. Кульчицький, Г.М. Ладиженський, М.Р. Ладиженський, П.Ю. Лозиняк, Л.С. Мончак, Р.П. Морошан, Р.М. Окрепкий, С.І. Субботін, К. Толвінський, Р.Т. Трушкевич, В.Н. Утробін, В.Д. Чебан, А.В. Чекунов, П.М. Шеремета, В.М. Щерба, О.С. Щерба, Б.І. Ярош та багато ін.

Сьогодні практично вже не викликає сумнівів те, що амплітуда горизонтального переміщення карпатських покривів перевищує сотні кілометрів (В.В. Глушко, 1989). Доведено опускання по системі розломів окремих ступінчастих блоків окраїни Східноєвропейської платформи та їх поступове занурення в бік Карпат. У 1969 р. В.С. Буровим та ін. було запропоновано поділ Передкарпатського прогину на три самостійні зони: Більче-Волицьку, Самбірську і Бориславсько-

Покутську. Саме така схема поділу Передкарпатського прогину широко використовується на практиці при проведенні геологорозвідувальних робіт.

Бориславсько-Покутська зона характеризується горизонтальним насунанням структур, що призвело до утворення багатоярусної споруди. Вважається, що Бориславсько-Покутська зона утворена низкою насунутих одна на другу в північно-східному напрямку лускуватих складок, утворених крейдово-палеогеновим флішем та соленосною формацією міоцену. Південно-західна частина цієї зони перекрита насувом Складчастих Карпат.

Рельєф фундаменту характеризується блоковою будовою з широким розвитком повздовжніх і поперечних розломів. Спроби побудови карти поверхні фундаменту всієї території Карпатського регіону з використанням гравіметричних та інших геолого-геофізичних досліджень зроблені В.Я. Біліченком (1999).

У результаті проведення Західно-Українською геофізичною розвідувальною експедицією (ЗУГРЕ) регіональних та рекогносцирувальних сейморозвідувальних робіт методом спільної глибинної точки в межах зони зчленування автохтону Більче-Волицької зони з алохтоном Бориславсько-Покутської зони отримано кондиційний матеріал, який висвітлює геологічну будову осадової товщі до глибин 12-15 км. За цими даними чітко простежується площина насуву вищого порядку, по якій проходить переміщення мас крейдово-палеогенового флішового комплексу порід алохтону на автохтонну основу Карпат з глибиною залягання 8-8,5 км. Нижче прогнозується автохтонний (параавтохтонний) мегашар'яж до глибин 12-15 км (П.М. Бодлак, 2000).

Ю.З. Крупським (2001) доведена наявність в автохтонних відкладах Передкарпатського прогину крейдових і юрських порід чохла платформи та шельфових флішових відкладів крейдово-палеогенового басейну. Крім того, він вважає, що границя між платформними і флішовими відкладами проходить по Передкарпатському глибинному розлому, який пов'язується із зоною Передкарпатського регіонального мінімуму сили тяжіння. По цій границі ним пропонується вирізняти Внутрішню і Зовнішню зони в автохтоні прогину.

Реконструкції седиментації осадових басейнів Карпато-Подільського крейдового шельфу (Ю.М. Сеньковський, В.М. Щерба, 1988) показали, що літофації альб-сеноману в сучасній структурі автохтону поширені до Закарпатського глибинного розлому.

Останнім часом деякі дослідники переглядають належність окремих складових частин Передкарпатського прогину та їх межі. Зокрема, П.Ю. Лозиняком (1996) смугу розвитку глибинних складок, яка раніше виділялась як Внутрішня зона прогину, віднесено до складчастої споруди Карпат. Власне прогин формують Слобідський та Стебницький (Самбірський) покриви. Зовнішня (Більче-Волицька)

зона розглядається у складі Східноєвропейської платформи, а не як частина прогину.

На думку О.С. Ступки (1995, 2000), сьогодні по-новому потрібно підходити до вирішення питання глибинної будови Українських Карпат і зони переходу від Східноєвропейської платформи до Карпатської складчастої споруди. З його погляду цю зону переходу не можна ототожнювати, як це сьогодні приймається, з Передкарпатським глибинним розломом, положення якого, до того ж визначається по різному. На його думку, слід відмовитися від вживання поняття “границя платформи” як такого, що не сприяє правильному розумінню геологічної будови регіону.

Щодо нафтогазоносності, то необхідно відзначити, що більшість покладів вуглеводнів у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину відкриті до глибин 4-4,5 км. Промислові припливи нафти на глибинах понад 5 км одержано в свердловинах 2-Новосхідниця (5476-5984 м), 1-Пн. Завода (5704-5797 м), 17-Семигинів (5200-5245 м) та ін., а під час буріння свердловини Шевченково-1 в інтервалі тріщинуватих пісковиків (7014-7022 м) нижньої крейди мали місце інтенсивні нафтогазопрояви.

На підставі вищенаведеного можна констатувати, що сьогодні доведена насунво-складчаста структура Скибових Карпат та прилеглих територій; у Передкарпатському прогині розмежовують насунуті алохтонні відклади та автохтонні породи ложа прогину; в інтервалі глибин 5-6 км на окремих площах отримані промислові припливи нафти, а нафтогазопрояви – на глибині понад 7 км. Проте ще залишається багато нев'ясненого у глибинній геологічній будові Передкарпатського прогину та його нафтогазоносності. У даній роботі автор притримується схеми поділу Передкарпатського прогину, запропонованої В.С. Бурвим та ін. (1969). На основі цієї схеми будуть проводитися подальші дослідження щодо геологічної будови центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони та їхньої нафтогазоносності.

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЦЕНТРАЛЬНОЇ ТА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИН БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ НА ГЛИБИНАХ 5-8 КМ

Уявлення про геологічну будову Карпатського регіону на великих глибинах до цього часу ґрунтувались, переважно, на результатах регіональних сейсмічних досліджень, а також на концепціях про геодинамічний розвиток та на матеріалах буріння окремих глибоких і надглибоких свердловин та досліджень літолого-фаціальних особливостей гірських порід.

З розвитком методів і методик досліджень та їх удосконаленням, а також з отриманням нових даних буріння змінювались погляди на формування та будову структурно-тектонічних елементів Карпат та прилеглих територій та їх нафтогазоносність.

Оскільки у Передкарпатському прогині пробурена недостатня кількість надглибоких свердловин, то всі геологічні моделі глибинної будови надр ґрунтуються, в переважній більшості, на даних сейсмічних та гравіметричних досліджень. Опрацювання таких матеріалів, їх поєднання з матеріалами пробурених надглибоких свердловин дозволило нам уточнити геологічну будову центральної та північно-західної частин Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км.

Прийнятий на сьогодні за даними сейсмічних досліджень варіант глибини залягання дофлішового фундаменту не завжди відповідає фактичному значенню, за покрівлю цього фундаменту приймається якийсь один із проміжних рівнів щільності флішового крейдового комплексу. Цю особливість, на нашу думку, необхідно враховувати і при інтерпретації гравіметричних матеріалів.

Аналіз гравітаційних полів дозволяє встановити характер геологічної будови назагал, але це недостатньо для розуміння детальної будови окремих ділянок надр. Тому для геологічного тлумачення глибинної геологічної будови, поряд з використанням матеріалів геогустинного моделювання по профілях, що проходять поперек до карпатського простягання, нами використовувались також матеріали сейсмічних досліджень та пошуково-розвідувального буріння. Причому, слід зазначити, що нами проводилось моделювання, головним чином, саме глибинної (понад 5 км) геологічної будови центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

За даними буріння свердловин та сейсмічних досліджень було побудовано шість поперечних профілів. Вони були вихідними при створенні геогустинної моделі геологічної будови.

Геогустинне моделювання проводилось шляхом вирішення прямої та оберненої задач гравірозвідки. На основі отриманих побудов та їх опрацювання корегувалась початкова геогустинна модель. Обробка гравіметричних даних проводилась з використанням комп'ютерної системи "Complex.Gravity" за методикою, розробленою С.Г. Анікеєвим (1997, 1999). Обернена задача гравіметрії вирішувалась у двох варіантах: лінійному (пошук розподілу густин) і структурному (уточнення геометрії меж).

З метою отримання додаткових даних про густинні характеристики порід розрізу було створено комп'ютерну базу даних результатів дослідження керна. Отримані результати їхньої статистичної обробки були враховані при створенні геогустинної моделі.

Необхідно зазначити, що породи одного віку залягають на різних глибинах і зазнали значних різнонаправлених тангенціальних стиснень, що відобразилось на їх

густині. При цьому враховувалась також засоленість порід, оскільки соленосні породи характеризуються меншою густиною. З врахуванням вищенаведеного уточнювалась густина гірських порід при моделюванні глибинної геологічної будови досліджуваної території.

У результаті послідовного моделювання отримувалися різні варіанти зіставлення кривих фактичного і модельного гравітаційних полів. За реальну приймалася та модель, де спостерігалося максимальне зближення кривих гравітаційних полів.

Профільний геологічний розріз I-I проходить в південній частині досліджуваної території через свердловини 1-Ясень, 2-Перегінськ, 15-Росільна, 19, 18-Вільхівка, 2, 1-Південна Гринівка. На геогустинній моделі по лінії профілю I-I досить добре співпадають криві модельного та спостережуваного полів. Тут чітко виражена трьохярусна будова Бориславсько-Покутської зони та спостерігаються високоамплітудні уступи фундаменту. Деяке розходження кривих у межах розвитку флішових складок пов'язано, можливо, з присутністю в нижній частині розрізу соленосних молас.

Профільний геологічний розріз II-II проходить через свердловини 5-Рожнятів, 2, 3-Струтинь. На нього знесена свердловина 1-Луги. Цей розріз є інформативнішим тому, що по ньому, окрім гравірозвідувального, є й сейсмічний матеріал. На профілі та геогустинній моделі також чітко виділяється три яруси складок, а також, можливо, вже параавтохтонні складки, одна з яких розкрита свердловиною 1-Луги. Сходження кривої спостережного поля із кривими заданої та підбраної моделей свідчить про реальність структурних побудов.

Регіональний профільний геологічний розріз III-III проходить через свердловини 1-Міжгір'я, 1-Вишково, 1-Мізунь, 1-Шевченково, 17-Спас, 5-Оболоня. Тут, як і в попередніх випадках, у межах Передкарпатського прогину також виділяються три яруси складок, що підтверджує геогустинна модель цього перерізу.

Профільний геологічний розріз IV-IV проходить через свердловини 67, 10, 7, 6, 69-Вигода-Витвиця, 49, 55-Долина, 155-Північна Долина, 419-Новоселиця та 1-Дідушичі. На ньому виділяється найбільш занурений у цій частині Передкарпатського прогину IV ярус (з врахуванням підвороту) структур. На його існування вказують результати аналізу геогустинного моделювання, оскільки тут чітко виділяється негативна гравітаційна аномалія на геогустинному профілі, яка зумовлена наявністю у цій частині розрізу саме флішового комплексу порід. Який саме мають вигляд структури IV ярусу, точно спрогнозувати важко, оскільки на сьогодні немає геофізичних (здебільшого сейсмічних) матеріалів, що висвітлювали б саме цю частину розрізу. Збіг гравітаційних полів досить задовільний, деякі розбіжності пов'язані із наявністю соленосних відкладів неогену.

Профільний геологічний розріз V-V проходить через свердловини 2, 7, 3, 132, 133-Новосхідниця, 2-Північний Борислав. Він виявився дуже складним для створення геогустинної моделі, що пов'язано із особливостями глибинної геологічної будови (зменшення глибини залягання фундаменту до 5,5-6 км), де вісь гравітаційного мінімуму змінює свій напрям. Тут спостерігається деяке північно-східне зміщення фронтальної частини складок третього ярусу в порівнянні з існуючими побудовами.

Профільний геологічний розріз VI-VI проходить через свердловину 14-Доброміль-Стрільбичі. Тут виділяються тільки два яруси флішових складок. Деякі розбіжності між модельним і фактичним полем пояснюються відсутністю достовірних даних з наявності чи відсутності проміжного ярусу складок.

У результаті проведеного геогустинного моделювання Довголуцького перерізу, де геологічний розріз побудований за даними детальних сейсмічних досліджень ЗУГРЕ, підтверджено дієвість та реальність моделювання будови надр з використанням геологічної інтерпретації геогустинного моделювання. Тут відзначається добре сходження кривих модельного та спостережного гравітаційних полів.

Отже, за результатами досліджень можна стверджувати, що використання геогустинного моделювання в комплексі з іншими геофізичними даними (переважно сейсмічними дослідженнями) дозволяє створювати наближені до реальних моделі глибинної геологічної будови, що сприяє якіснішому прогнозу нафтогазоносності; в межах досліджуваної території у Долинському перерізі виділяється IV ярус складок, який на сьогодні ще не розкритий бурінням; у Бориславському перерізі спостерігається деяке північно-східне зміщення фронтальної частини складок третього ярусу в порівнянні з існуючими побудовами; підтверджується наявність високоамплітудних уступів фундаменту під фронтальною частиною Бориславсько-Покутської та Самбірської зон Передкарпатського прогину.

ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ

Вивчення колекторських властивостей порід, які залягають на великих глибинах (понад 5 км), є дуже важливим етапом прогнозування нафтогазоносності надр, оскільки за останній час отримана значна кількість фактичного матеріалу стосовно таких глибин.

Відклади осадового чохла на великих глибинах в умовах підвищеного впливу тиску, температури та дії високомінералізованих пластових вод значно ущільнені, літифіковані і навіть частково метаморфізовані, внаслідок чого об'єм порового простору колекторів на великих глибинах мав би значно знижуватися. Проте результати надглибокого буріння показали, що на загальному фоні погіршення

смісних властивостей колекторів з глибиною спостерігаються інтервали з підвищеними значеннями пористості та проникності, які пов'язані з наявністю порово-тріщинних та тріщинних порід-колекторів.

При формуванні порід-колекторів у розрізі осадової товщі важливу роль відігравали геодинамічні процеси, тобто об'єднані в часі та просторі процеси деформування гірських порід, які впливають не тільки на утворення структурних форм-пасток, але й на їх колекторські властивості.

При зануренні відкладів на значні глибини поряд з ущільненням порід спостерігається розущільнення масивів гірських порід як системи в цілому, що пов'язано з тектонічними процесами в надрах і, як наслідок, з утворенням мікротріщинуватості. Мікротріщини частково або повністю заповнені бітумом, піритом, інколи халцедоном тощо. Поряд з цим, спостерігаються також відкриті мікротріщини, розкритість яких досягає $(10-20) \cdot 10^{-6}$ м. Такі мікротріщини можуть слугувати шляхами руху агресивних водних розчинів і міграції ВВ.

Процеси розущільнення масивів гірських порід і формування в осадовій товщі зон з підвищеною проникністю також пов'язуються (В.А. Краюшкин, 1984; О.О. Орлов та ін., 2002 та ін.) з дією високонапірних флюїдів, що проникають в ці породи. Цей процес сприяє поліпшенню колекторських властивостей порід, а іноді навіть утворенню порід-колекторів.

У флішових породах Передкарпаття тенденція закономірного погіршення колекторських властивостей з глибиною залягання спостерігається з глибин 3000-3300 м. Проте існують випадки, коли на глибинах 6000 м і більше колекторські властивості порід характеризуються відносно високими параметрами (відкрита пористість зразків порід з свердловини Луги-1 на глибині 7000 м становить 6,89 %; з свердловини 419-Новоселиця на глибині 6193 м – 6,2 %; з свердловини 1-Довголука на глибині 5800 м – до 13,2 %; з свердловин 75 і 76-Завода на глибинах 4520 і 4695 м пористість відповідно становить 9,4 і 9,5 %; з свердловини 2-Смолянка на глибині 4423 м – 9,3 % тощо). У той же час слід зазначити, що результати визначень емнісно-фільтраційних параметрів порід по ряду надглибоких свердловин Передкарпаття (зокрема Новосхідницьких) за даними геофізичних досліджень удвічі і більше разів перевищують дані лабораторних досліджень керна (Р.С. Копистянський, Л.В. Михалевич, 1989). Це вказує на те, що на глибинах понад 5 км можна очікувати наявність колекторів з пористістю до 10-15 %, а можливо і більше.

Дослідження родовищ Бориславсько-Покутської зони показали (К. Толвінський, 1934; Г.Ю. Бойко, О.П. Гайванович, 1993; Б.Й. Масвський, М.І. Манюк, В.Р. Хомин та ін., 2001), що найпродуктивніші видобувні свердловини групуються вздовж зон трасування тектонічних порушень і розвитку тріщинуватості порід-колекторів, а також зон фронтальних частин складок. Приуроченість основних

запасів до чолових частин антиклінальних складок переважно пов'язують з розвитком тут кращих порових колекторів. Враховуючи те, що за механізмом формування це постконсидиментаційні структури, формування саме в цих ділянках структур порід-колекторів з покращеними ємнісно-фільтраційними властивостями може бути зумовлено, на наш погляд, утворенням вторинної пористості (тріщинуватої) у місцях тектонічної порушеності або згину чи підгорнення пластів, а також міграцією під тиском вуглеводневих систем та їх подальшою консервувальною дією ємності порід. Останнє підтверджується тим, що за межами ВНК погіршуються ємнісно-фільтраційні властивості колекторів внаслідок закупорювання порового простору мінеральними речовинами. При збільшенні глибини залягання продуктивних горизонтів відбувається відтік мінералізованих розчинів з глинистих товщ у породи-колектори, що значно погіршує їх ємнісно-фільтраційні властивості. Дослідженнями (Н.В. Гоптарьова, 2002, 2003 та ін.) для Передкарпатського прогину встановлено, що з віддаленням від склепіння структури різко змінюється коефіцієнт продуктивності від максимальних значень в чоловій частині складки до мінімальних у бік південно-західного крила складки при середніх значеннях у крутому підгорнутому крилі.

На підставі узагальнення існуючих на сьогодні численних експериментальних даних можна констатувати, що в крейдово-палеогеновому фліші Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та Скибової зони Карпат розвинуті два типи порід-колекторів: поровий, який переважає до глибини 5 км і порово-тріщинний, який переважає у нижніх частинах розрізу.

За результатами проведених нами досліджень встановлено, що на глибинах 5-8 км у палеогенових породах можуть існувати колектори з промисловою нафтогазоносністю, про що свідчить характер зміни їх ємнісних властивостей з глибиною залягання; зменшення міжзернової проникності порових колекторів на глибинах понад 5 км компенсується зростанням тріщинної проникності. Локальні особливості поширення порово-тріщинних колекторів на великих глибинах залежать від положення їх на структурі або наявності тектонічних порушень. У зонах розвитку останніх або перегинів пластів вздовж шарнірів складок і флексур тріщинуватість порід збільшується, а разом з тим покращуються і колекторські властивості ущільнених порід-колекторів; на глибинах 5-8 км у межах досліджуваної території можуть існувати екранувальні товщі, які при зануренні зазнали ще більшого ущільнення у порівнянні з аналогами, що залягають вище. Вони втрачають свої екранувальні властивості лише в зонах розривних порушень в результаті подрібнення і розшарування щільних порід під дією тектонічного стресу та природного гідророзриву при проявах надгідростатичних пластових тисків. У таких зонах можна очікувати активну вертикальну міграцію флюїдів, яка відіграє важливу

роль у формуванні вуглеводневих скупчень на великих глибинах в умовах значного ущільнення порід і гідродинамічної роз'єднаності надр.

ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ ТА ФАЗОВИЙ СТАН ВУГЛЕВОДНЕВИХ ФЛЮЇДІВ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Одним з важливих факторів, від якого залежить нафтогазоносність глибокозанурених відкладів, крім наявності порід-колекторів та пасток, є термобаричні умови надр.

Встановлення фазового стану ВВ на великих глибинах в умовах високих температур і тисків має особливу актуальність. На сьогодні вважається, що на глибинах понад 5 км при температурах більших за 160-200 °С зменшується ймовірність відкриття значних вуглеводневих скупчень, особливо нафтових. Це пояснюється, по-перше, виснаженням генераційного потенціалу органічної речовини, а, по-друге, термічною деструкцією високомолекулярних компонентів нафти та її збагаченням метаном. Крім цього, враховуючи рухливість ВВ, останні можуть мігрувати у верхні частини осадового чохла під надійні породи-флюїдоупори.

При прогнозуванні фазового стану вуглеводневих скупчень на великих глибинах геологи опирались, здебільшого, на теоретичні положення про вертикальну зональність нафтогазоутворення, що отримало широке поширення в 60-70-ті рр. ХХ ст. завдяки публікаціям М.Б. Вассоєвича з співавторами (1970), С.Г. Неручева (1969) та ін. Згідно з їхніми уявленнями, із збільшенням глибини залягання, температури і тиску нафтоматеринські породи спочатку генерують ВВ, які утворюють поклади важкої нафти, потім легкої, а пізніше газоконденсатні і газові. Проте інформація, що була отримана при глибокому бурінні, вказала на невідповідність глибинної зональності та розподілу покладів ВВ згідно з такими теоретичними підходами. Так, аналіз сучасних даних щодо фазового стану ВВ свідчить про існування нафтових і нафтогазоконденсатних скупчень при температурах 220-230 °С і вище. За даними Є.Ф. Шнюкова та В.О. Краюшкіна (1999) на північноморських родовищах Шотландії нафту, газ і конденсат отримують з глибин 4880-5700 м при температурі 200-340 °С та тиску 98,0-112,0 МПа.

На території Українського Передкарпаття пошуки глибокозанурених покладів ВВ почалися з буріння свердловин 1-Луѓи (глибина 6266 м) і 1-Шевченково (7524 м). Під час буріння останньої в інтервалі тріщинуватих пісковиків (7014-7022 м, пластовий тиск становив близько 120 МПа, температура – 170 °С) нижньої крейди мали місце інтенсивні нафтогазопрояви. У шліфах, отриманих з порід цього інтервалу, спостерігаються порові та тріщинно-кавернозно-порові колектори, в порожнинах яких знаходились нафта. Особливої уваги заслуговують горизонти тріщинуватих пісковиків в інтервалах 7420-7380, 7360-7320, 7070-6945, 5960-5900,

5630-5550 м, відкрита пористість яких змінювалася від 5-7 % до 11-13 %, та нафтонасиченість становить близько 60 %.

Припливи нафти на глибинах понад 5000 м одержали в свердловинах 2-Новосхідниця (5476-5984 м, пластовий тиск 68,1 МПа, температура – 134 °С), 1-Північна Завода (5704-5797 м, 88,5 МПа, 130 °С), 17-Семигинів (5200-5245 м, 67,5 МПа, 128 °С) тощо. Відомо, що значний приплив нафти (до 500 т/добу) одержано в інтервалі 6200-6500 м з живетських вапняків доальпійського фундаменту румунського Передкарпаття на території старого промислу Гергяса. Проте переважна більшість відкритих промислових покладів нафти в Передкарпатті розмішені на глибинах менших, ніж 5000 м, де пластові температури нижчі 120 °С і тиски нижчі 80 МПа.

З метою вирішення проблеми прогнозування нафтогазоносності геологічного середовища на глибинах 5-8 км важливим також є встановлення термобаричних умов, що можуть бути сприятливими для існування нафтогазових покладів.

Враховуючи вищенаведене, з метою виявлення закономірностей у взаємозв'язках між числовими параметрами, що характеризують термобаричні умови Передкарпатського прогину, та глибиною залягання продуктивних горизонтів нами проведено комп'ютерне геолого-статистичне моделювання досліджуваних об'єктів (В.Р. Хомин, 2003) з використанням кореляційного і регресивного аналізів за допомогою спеціалізованого програмного пакету "STATISTICA". Для безпосереднього вирішення завдання прогнозування термобаричних параметрів глибокозанурених горизонтів і фазового стану флюїдів використано наявні на сьогодні фактичні матеріали виміру початкових термобаричних параметрів 80 нафтових і 11 газоконденсатних покладів 51 родовища Передкарпатського прогину.

У результаті проведених досліджень отримано кореляційні залежності початкових пластових тисків і температур з глибиною у межах Передкарпатського прогину. Встановлено, що на глибині 7000 м у надрах Передкарпатського прогину пластові температури знаходяться в межах 169-175°С, тиски – 104-114 МПа, а на глибині 8000 м – температури 192-199 °С, тиски – 121-132 МПа при коефіцієнтах кореляції відповідно 0,99 та 0,95 та надійності коефіцієнта кореляції 95 %.

Наведені дані свідчать про сприятливі термобаричні умови для існування нафтогазових покладів на великих глибинах (5-8 км) у Передкарпатті. При цьому нафта може знаходитись у вільній фазі, в газовому розчині або в перехідному стані, що значною мірою також залежить від флюїдопроникності порід-покришок.

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГЛИБОКОЗАНУРЕНИХ ГОРИЗОНТІВ І ПЕРШОЧЕРГОВІ НАПРЯМКИ ПОШУКОВИХ РОБІТ

Перспективи нафтогазоносності будь-якого регіону, крім умов знаходження вуглеводневих систем, пов'язані також з особливостями їх формування.

Геодинамічний розвиток Карпатської складчастої споруди, в тому числі і Передкарпатського прогину, сприяв формуванню вуглеводневих покладів та характеру їх розташування. У період завершення їхнього розвитку під впливом значного геостатичного тиску крейдово-палеогенової алохтонної маси в межах Передкарпатського прогину посилюється процес занурення і розколу південно-західної частини Східноєвропейської платформи як у нових місцях, так і по давніх розломах та утворення ешелюваної (клавіатурної) системи регіональних скидів. На космічних знімках достатньо впевнено прослідковуються (Н.С. Афанасєва и др., 1980) основні карпатські тектонічні покривні одиниці, а також не менш чітко фіксуються системи паралельних розломів північно-західного простягання.

Інтенсивне занурення південно-західної частини Східноєвропейської платформи сприяло активізації надходженню глибинних рудо-вуглеводнево-вмісних флюїдів по зонах великих розломів, особливо у місцях взаємоперетину найбільш амплітудного Передкарпатського розлому з іншими значними тектонічними порушеннями. Про неодноразове надходження глибинних високотемпературних флюїдів, у складі яких виносились поряд з ВВ і рудні компоненти, свідчать різні гідротермальні рудопрояви (у вигляді сфалериту, сірки, галеніту, піриту тощо), які знаходяться в тісному парагенетичному зв'язку з озокеритом, що заповнюють різновікові порушення і тріщини в районі Трускавецько-Бориславського, Долинсько-Болехівського і Дзвиняцько-Старунського рудоозокеритових полів.

Регіональне поширення кварцових ("мармароських діамантів") і карбонатних утворень в зонах тектонічних дислокацій, для яких характерні різні за фазовим і хімічним складом вуглеводнево-вуглецеві включення (М.Д. Братусь та ін., 1981; І.В. Дудок, 2001 та ін.) є свідченням підвищеної інтенсивності процесів субвертикальної (вертикальної) міграції високотемпературних (> 200 °C) парогазогідротермальних вуглеводнево-вмісних флюїдів у всіх структурно-фаціальних зонах Карпатського регіону. Ізотопний склад вуглецю ($\delta^{13}\text{C}$ від $-2,2$ до $-6,9$ ‰) карбонатних утворень вказує на їх глибинний генезис. У той же час, у бік Передкарпатського прогину спостерігається зниження інтенсивності надходження високотемпературних флюїдів та зменшення їхньої температури до $140-200$ °C і нижче, що пояснюється впливом значної товщі осадових порід.

На формування покладів ВВ за рахунок їх субвертикальної міграції також вказують такі (Г.П. Шкрєбта, 1971; В.А. Краюшкін, 1989; В.В. Колодій, 1978, 1988; Б.Й. Маєвський, 1994) показники як: однорідність складу нафт багатопокладних родовищ незалежно від стратиграфічної приуроченості та глибини їхнього залягання; наявність у відкладах, що залягають вище, рослинних мікрозалишків із давніх утворень; наявність конденсаційних і низькомінералізованих переважно гідрокарбонатно-натрієвого складу вод у межах продуктивних площ, які за сольовим складом різко відрізняються від гідрогеохімічного фону; гідрогеохімічна

інверсія і строкатість хімічного складу пластових вод продуктивної частини розрізу, при цьому гідрогеохімічні аномалії пов'язані не тільки з покладами ВВ, але і шляхами міграції із глибинних зон; наявність підвищених пластових температур (на 20-30 °С) у нафтових покладах у порівнянні з близько розміщеними непродуктивними структурами тощо.

Характер поширення рудо-нафтогазоносних флюїдів, що просякають крейдово-палеогеновий алохтон, вказує на можливість формування їх скупчень, за наявності пасток, на різних глибинах Карпатського регіону, в тому числі і Передкарпатського прогину (Б.Й. Маєвський, В.Р. Хомин, 2003).

На основі результатів проведених досліджень нами запропонована принципова модель характеру нафтогазоносності центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, на якій відображено особливості зміни колекторських властивостей порід, термобаричних умов та нафтогазонасиченості надр з глибиною (В.Р. Хомин, 2003).

Пошуки нафтогазових покладів у Передкарпатському прогині необхідно спрямувати на вивчення нафтогазоперспективних горизонтів на глибинах 5-8 км у місцях розташування найбільших родовищ ВВ, які приурочені до перетину глибинних розломів у межах гравітаційного мінімуму. Підставою для такого твердження є сприятливі структурні умови, наявність на вказаних глибинах порід-колекторів з промисловими характеристиками та порід-покришок, сприятливі термобаричні умови для існування нафтогазових покладів.

Виконані структурні побудови північно-західної та центральної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину дають нам підстави вважати, що об'єктами для постановки першочергових пошукових робіт (зокрема, детальних сейсморозвідувальних робіт, можливо у комплексі з використанням геохімічного картування та параметричного буріння) є структури нижніх (третього і четвертого) ярусів складок у Долинському перерізі та третій структурно-тектонічний ярус у Бориславському перерізі, де спостерігається найбільший стратиграфічний діапазон нафтогазоносності на території досліджень.

Саме на цих ділянках спостерігається значний вплив тріщинуватості порід-колекторів на характер їх нафтогазоносності у верхніх структурно-тектонічних ярусах, що дає підстави прогнозувати аналогічні умови і для глибокостанурених горизонтів. Крім цього, дані ділянки знаходяться в зоні розвитку палеорусел, де, як відомо (Л.М. Кузьмик, І.Т. Штурмак, 2000; Р. Окрепкий, М. Видиборець, О. Щерба та ін., 2001 та ін.), значно покращуються смісно-фільтраційні параметри палеогенових порід-колекторів.

Крім цього, враховуючи, що геогустинним моделюванням підтверджується геологічна будова Довголуцької ділянки, нами підтримується необхідність буріння проєктної свердловини 2-Довголука, а також проведення детальних сейсмічних

досліджень і, в подальшому, буріння свердловин на глибинні складки в районах Добромиль-Стрільбичі, Таняви-Смолянки та Вигода-Витвиці. Необхідно зазначити, що перспективними в нафтогазоносному відношенні можна вважати виділену ЗУГРЕ Дережицьку структуру, хоча за нашими даними тут відсутні палеогенові товщі, а на відповідних глибинах присутні мезозойські платформні породи, з якими і пов'язуються перспективи нафтогазоносності.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі науково обгрунтовано та практично вирішено актуальну проблему геології нафти і газу, пов'язану з встановленням геологічної будови на глибинах 5-8 км та перспектив нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Науково-теоретичне значення проведених досліджень полягає в такому.

Використання геогустинного моделювання в комплексі з іншими геофізичними даними (переважно сейсмічними дослідженнями) та результатів буріння глибоких і надглибоких свердловин дозволило створити наближені до реальних геологічні моделі глибинної будови Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, що підвищує якість прогнозу нафтогазоносності.

За результатами опрацювання та аналізу глибинної геологічної будови центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину в межах Долинського нафтогазопромислового району, крім II-III ярусів складок, наявність яких доведена бурінням, нами виділяється IV ярус складок, який ще не розкритий бурінням. У Бориславському перерізі уточнено положення передових складок третього ярусу, фронтальна частина яких (за нашими даними) насунута дещо північно-східніше в порівнянні з існуючими побудовами. Виявлені особливості зміни колекторських властивостей гірських порід на великих глибинах. Показано, що на глибинах понад 5 км переважає порово-тріщинний тип колектору.

За результатами геолого-статистичного моделювання встановлені кореляційні залежності початкових пластових тисків і температур з глибиною, а також за даними геолого-геохімічних, гідрогеохімічних, термобарометричних, палеологічних та інших досліджень обгрунтована можливість існування нафтогазових покладів у глибокостанурених горизонтах центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Розроблено принципову модель характеру нафтогазоносності центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, на якій відображено особливості зміни з глибиною колекторських властивостей порід, термобаричних умов та нафтогазоносності надр досліджуваної

території.

Проведені дослідження дозволили виділити об'єкти для постановки першочергових пошукових робіт: структури нижніх (третього і четвертого) ярусів складок у Долинському перерізі та третій структурно-тектонічний ярус у Бориславському перерізі. Підтверджується необхідність буріння свердловини 2-Довголука. Перспективними для постановки детальних сейсмічних робіт, а в подальшому і буріння надглибоких свердловин, є глибинні складки в районах Добромиль-Стрільбичі, Тяняви-Смолянки та Вигода-Витвиці.

Практичне впровадження проведених досліджень надає можливість:

-- обґрунтувати та виділити першочергові напрями проведення деталізаційних геолого-геофізичних робіт у глибокозанурених горизонтах досліджуваної території з постановкою параметричного буріння;

– підвищити геологічну результативність та ефективність геологорозвідувальних робіт;

– наростити вуглеводневу ресурсну базу Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину за рахунок відкриття нових покладів та дорозвідки відкритих родовищ.

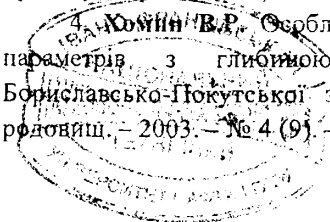
СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Мончак Л.С., Маєвський Б.Й., Хомин В.Р. Нові дані щодо глибинної геологічної будови та перспектив нафтогазоносності центральної частини Передкарпатського прогину // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2002. – № 3. – С. 39-41. (Особистий внесок – ідея розроблення нової глибинної геологічної будови центральної частини Передкарпатського прогину, формування висновків, 65 %)

2. Хомин В.Р. Особливості термобаричних умов та нафтогазоносності надр Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 2 (7). – С. 49-54.

3. Маєвський Б.Й., Хомин В.Р. Геодинамічні умови формування і розповсюдження рудо-нафтогазоносності в Карпатському регіоні // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3 (8). – С. 90-96. (Особистий внесок – встановлення умов формування та зв'язку між рудоносністю та нафтогазоносністю в Карпатському регіоні в цілому та в межах Передкарпатського прогину зокрема, 75 %)

4. Хомин В.Р. Особливості зміни ємнісно-фільтраційних і термобаричних параметрів з глибиною залягання нафтогазоперспективних горизонтів Бориславсько-Покутської зони // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 4 (9). – С. 118-121.



5. Масвський Б.Й., Манюк М.І., Хомин В.Р., Храбатишко І.В. Особливості формування і розташування покладів нафти в Передкарпатському нафтогазоносному районі // Тези доп. наук.-практ. конф. "Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скучень" (Чернігів, лютий 2001 р.). – Чернігів. – 2001. – С. 168-170. (Особистий внесок – обґрунтування можливості формування нафтових і газових покладів на великих глибинах у Передкарпатському прогині, 35 %)

6. Маєвський Б.Й., Ляху М.В., Манюк М.І., Хомин В.Р. До питання регіонального та локального прогнозу нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Карпатського регіону // Тези доповідей Міжнар. наук. конф. "Геологія горючих копалин України". – Львів. – 2001. – С. 150-151. (Особистий внесок – локальний прогноз нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Передкарпатського прогину, 30 %)

7. Хомин В.Р. Геолого-статистичне моделювання термобаричних умов глибокозанурених горизонтів // Тезиси докл. V Междунар. конф. "Крым-2003". Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона (пгт. Гурзуф, 8-13 сентября 2003 г.). – Сімферополь. – 2003. – С. 82-83.

АНОТАЦІЯ

Хомин В.Р. Геологічна будова і перспективи нафтогазоносності центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 – Геологія нафти і газу. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, 2004.

Дисертація присвячена дослідженню геологічної будови та нафтогазоносності Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, із родовищ якої ведеться основний видобуток нафти в Передкарпатській нафтогазоносній області.

Створена модель геологічної будови центральної та північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км.

Встановлені кореляційні залежності між пластовими температурами, тисками та глибиною залягання продуктивних горизонтів центральної і північно-західної частин Бориславсько-Покутської зони. Обґрунтовано термобаричні умови у надрах досліджуваної території на глибинах до 8 км і можливість існування нафтогазових покладів на вказаних глибинах.

Виділено та обґрунтовано першочергові нафтогазоперспективні об'єкти для проведення детальних геолого-геофізичних робіт і параметричного буріння у межах досліджуваної території.

Розробки здобувача спрямовані на вирішення нагальної проблеми України – нарошування ресурсної бази вуглеводнів.

Ключові слова: Бориславсько-Покутська зона, геогустинне моделювання, глибинна геологічна будова, колекторські властивості, термобаричні умови, нафтогазоносність, нафтогазоперспективні об'єкти.

АННОТАЦІЯ

Хомин В.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности центральной и северо-западной частей Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба на глубинах 5-8 км. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.17 – Геология нефти и газа. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, 2004.

Диссертация посвящена исследованию геологического строения и нефтегазоносности Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба, на месторождения которой приходится основная добыча нефти в Предкарпатской нефтегазоносной области.

На сегодня надвигово-складчатая структура Флишевых Карпат, наличие в Предкарпатском прогибе надвинутых аллохтонных отложений и автохтонных пород ложа прогиба не вызывают сомнений. Тем не менее, еще остается много невыясненного относительно геологического строения глубинной части Предкарпатского прогиба.

По данным бурения глубоких и сверхглубоких скважин и сейсмических исследований в северо-западной и центральной частях Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба было построено шесть поперечных профилей. Они были исходными данными при создании геоплотностной модели геологического строения. Геоплотностное моделирование проводилось путем решения прямой и обратной задач гравиразведки. На основе полученных построений и их обработки корректировалась начальная геоплотностная модель. В результате геологического анализа результатов геоплотностного моделирования по отдельным профилям уточнено геологическое строение северо-западной и центральной частей Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба. По всем профилям на исследованной территории уточнены глубины залегания фундамента (автохтона). Кроме того, в Долинском пересечении нами выделяется четвертый ярус складок, который еще не раскрыт глубоким бурением. В Бориславском пересечении уточнено положение передовых складок третьего яруса, фронт которого выделяется нами ближе к Предкарпатскому разлому, то есть северо-восточнее, по сравнению с предыдущими построениями.

Исследованиями доказано, что на глубинах 5-8 км в палеогеновых отложениях могут существовать породы-коллекторы с промышленной нефтегазоносностью, причем основную роль на таких глубинах будут играть порово-трещинные и трещинные типы коллекторов. Ожидается, что на указанных глубинах присутствуют породы-покрышки, которые представлены теми же слабопроницаемыми породами, что и выше по разрезу (моллассами поляницкой и воротыщенской свит, быстрицкими аргиллитами и т.п.).

Для непосредственного решения задачи прогнозирования термобарических параметров глубокозалегающих горизонтов и фазового состояния углеводородных флюидов нами использованы имеющиеся на сегодня фактические материалы замеров начальных термобарических параметров 80 нефтяных и 11 газоконденсатных залежей 51 месторождения Предкарпатского прогиба. На основании корреляционных зависимостей между пластовыми температурами и давлениями и глубиной залегания продуктивных горизонтов центральной и северо-западной частей Бориславско-Покутской зоны обоснованы термобарические условия в недрах исследуемой территории на глубинах до 8 км. Обоснована также возможность существования на данных глубинах нефтегазовых залежей в Предкарпатском прогибе.

Результаты структурных построений совместно с исследованием коллекторских свойств палеогеновых отложений дают возможность считать, что объектами для постановки первоочередных поисково-разведочных работ (в частности, детальных сейсморазведочных работ, возможно в комплексе с использованием геохимического картирования, и параметрического бурения) являются структуры нижних (третьего и четвертого) ярусов складок в Долинском пересечении и третий структурно-тектонический ярус в Бориславском пересечении. Подтверждается необходимость бурения скважины 2-Довголуцкая. Перспективными для постановки детальных сейсмических работ, а в дальнейшем и бурения сверхглубоких скважин, являются глубинные складки в районах Добромьель-Стрельбичи, Тянявы-Смолянки и Выгода-Витвици.

Разработки направлены на решение актуальной проблемы Украины – наращивание ресурсной базы углеводородов.

Ключевые слова: Бориславско-Покутская зона, геоплотностное моделирование, глубинное геологическое строение, коллекторские свойства, термобарические условия, нефтегазоносность, нефтегазоперспективные объекты.

ABSTRACT

Khomyn V.R. Geological structure and prospects of oil and gas bearing of central and northwest parts of the Borislavsko-Pokytyska zone of the Precarpathion deflection on a depth 5-8 km. – Manuscript.

The dissertation on reception of a scientific degree of the candidate of geological sciences behind a speciality 04.00.17 – Geology of oil and gas. – Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas, Ivano-Frankivsk, 2004.

The dissertation is devoted to research the geological structure and oil and gas bearing of the Borislavsko-Pokytska zone of the Precarpathion deflection, where fields the basic producers of oil in the Precarpathion oil and gas-bearing area are situated.

The model of a geological structure of central and northwest parts of the Borislavsko-Pokytska zone of the Precarpathion deflection is updated on the 5-8 km depth.

The correlation dependence between pools temperatures both pressure and depth of productive horizons of the central and northwest parts of the Borislavsko-Pokytska zone are established. Initial thermobarical condition in entrails of researched territory on depths to 8 km and opportunity of existence of oil and gas pools in an interval of the given depths are proved .

Prime oil and gas perspective objects for realization of detailed geology-geophysical works and parametrical drilling within the limits of researched territory are allocated and are proved.

The development of the competitor is directed on the decision of an urgent problem of Ukraine – escalating of resource base of hydrocarbons.

Key words: the Borislavsko-Pokytska zone, geo-gravity modeling, deep geological structure, reservoir property, thermobarical condition, oil and gas bearing, oil and gas perspective objects.

НТБ
ІФТУНГ



an773