

553.98(477.8)

K93

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

КУРОВЕЦЬ СЕРГІЙ СЕРГІЙОВИЧ

УДК 553.982/981(477.8)

ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ ФОРМУВАННЯ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-
КОЛЕКТОРІВ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ
ТА ЇХ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

04.00.17 – Геологія нафти і газу

Куровець

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Івано-Франківськ - 2006

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України.

Науковий керівник:

– доктор геолого-мінералогічних наук, професор **Маєвський Борис Йосипович**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу Міністерства освіти і науки України, завідувач кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ.

Офіційні опоненти:

– доктор геологічних наук **Федишин Володимир Олексійович**, Львівське відділення Українського державного геологорозвідувального інституту, директор.

– кандидат геолого-мінералогічних наук **Штурмак Ірина Тимофіївна**, Науково-дослідний проєктний інститут ВАТ “Укрнафта”, начальник геологічного відділу.

Провідна установа:

Інститут геології та геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів.

Захист дисертації відбудеться “9” лютого 2007 р. о 12³⁰ год. на засіданні спеціалізованої вченої ради К 20.052.01 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (76019, м. Івано-Франківськ, вул. Ковпачівська, 15).

З дисертації вченої ради спеціалізованої вченої ради К 20.052.01 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (76019, м. Івано-Франківськ, вул. Ковпачівська, 15) захищено кандидатську дисертацію на тему: “**Геохімія і геофізика нафтоносних комплексів Івано-Франківського району**” (код спеціальності: 26.02.01 – геологія).
Кандидат наук **Штурмак Ірина Тимофіївна**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, вул. Ковпачівська, 15.

006р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої
кандидат наук

Івченко

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Основний видобуток нафти в Передкарпатській нафтогазоносній області ведеться із родовищ, які знаходяться у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. Цей регіон відноситься до найстаріших в Україні нафтогазовидобувних областей, проте його вуглеводневий потенціал далеко не вичерпаний. У зв'язку з цим актуальним є питання дослідження геологічних чинників, що впливають на формування порід-колекторів, їх фільтраційно-емісійні властивості та нафтогазоносність.

На сьогодні існують різні погляди на формування і закономірності поширення порід-колекторів та їх нафтогазоносність у Передкарпатському прогині. Найбільше визнання серед дослідників отримали такі як вплив палеодолин, конседиментаційних піднять, а також геодинамічного розвитку Карпатського регіону тощо. Незважаючи на довголітню історію вивчення, низка питань, пов'язаних з цією проблемою, ще не вирішена або висвітлена не повністю. У зв'язку з цим виникла необхідність із використанням новітніх геолого-геофізичних і промислових матеріалів більш детально розглянути кожний з наведених чинників, визначити їх вплив на характер розповсюдження порід-колекторів, особливості їх емісійно-фільтраційних параметрів і нафтогазоносності як на регіональному, так і на локальному рівнях.

Вирішення вказаної проблеми має важливе як наукове, так і практичне значення і є основною метою дисертаційної роботи.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Обраний напрям досліджень є складовою частиною держбюджетної теми Д-8-Ф "Геологічні чинники впливу на емісійно-фільтраційні властивості та нафтогазоносність порід-колекторів Передкарпатського прогину" (державний реєстраційний №0104U004086) науково-дослідного інституту нафтогазових технологій ІФНТУНГ, що виконувалась на кафедрі геології та розвідки нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ, у яких автор брав безпосередню участь, а результати наукових розробок автора покладені в основу тематичних досліджень.

Мета і завдання досліджень. Метою досліджень є виявлення впливу палеодолин, конседиментаційних піднять та геодинамічних процесів на емісійно-фільтраційні властивості олігоценевих порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та їх нафтогазоносність.

Для досягнення поставленої мети у роботі необхідно було вирішити такі завдання:

1. Виявити на основі геофізичних і геологічних досліджень характер поширення палеодолин та встановити їх вплив на формування палеогенових порід-колекторів і їх нафтогазоносність на регіональному рівні.
2. Дослідити вплив конседиментаційних піднять на емісійно-фільтраційні властивості олігоценевих порід-колекторів та виявити зони нафтогазоносності.
3. Встановити особливості впливу палеодолин на емісійно-фільтраційні властивості олігоценевих порід-колекторів та виявити зони нафтогазоносності.



підвищеної флюїдопровідності на окремих локальних об'єктах .

4. Створити математичну модель оцінки тріщинуватості порід-колекторів у зонах їх згину.

5. Виділити першочергові нафтогазоперспективні об'єкти у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину з метою проведення детальних геолого-геофізичних досліджень та подальшої підготовки структур під глибоке буріння.

Об'єкт дослідження. Олігоценові відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Предмет дослідження. Фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів та перспективи їх нафтогазоносності.

Методи дослідження. Графічні та аналітичні методи обробки геолого-геофізичних даних, методи статистичної обробки, математичне моделювання геологічного середовища.

Фактичний матеріал. Фондові та опубліковані геолого-геофізичні матеріали зі структурно-тектонічної будови, нафтогазоносності, результати розробки та оцінки ресурсів і запасів вуглеводнів на родовищах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, а також результати буріння і геофізичних досліджень свердловин та експериментальних петрофізичних досліджень керна матеріалу у межах досліджуваного району, 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:

- виявлено, що основними геологічними чинниками, що впливають на формування олігоценових порід-колекторів і їх нафтогазоносність є палеодолини, конседиментаційні підняття і геодинамічні процеси розвитку Карпатського регіону;

- на підставі геофізичних і геологічних досліджень встановлено характер поширення палеодолин і їх вплив на формування палеогенових порід-колекторів;

- виявлено залежності між поширенням конседиментаційних підняття та ємнісно-фільтраційними властивостями олігоценових порід-колекторів і їх нафтогазоносністю;

- створена математична модель оцінки тріщинуватості порід-колекторів у зонах їх згину та продемонстровано ефективність її використання на прикладі менілітових відкладів з метою прогнозування перспектив нафтогазоносності локальних об'єктів у різних структурних ярусах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Основні положення, що захищаються:

1. Олігоценові породи-колектори Внутрішньої зони Передкарпатського прогину з покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями формувались на ділянках, в які проходив знос теригенного матеріалу з чотирьох палеодолин, виділених на підставі даних геофізичних і геологічних досліджень на території південно-західної країни

Східноєвропейської платформи; з цими ділянками і пов'язані основні райони нафтогазонагромадження (Бориславський, Долинський та Надвірнянський).

2. Формування конседиментаційних піднять в олігоценний час переважно відбувалося за напрямками, поперечними до карпатського простягання. Це дає змогу прогнозувати їх успадкованість для нижніх структурних ярусів. Ємнісні властивості порід-колекторів покращуються у напрямку до склепінь конседиментаційних піднять за рахунок збільшення піщаності, що відповідно зумовлює характер їх нафтогазоносності.

3. Геодинамічний розвиток Карпатського регіону обумовив формування асиметричних антиклінальних складок, присклепінним частинам яких властивий розвиток переважно порово-тріщинних колекторів з покращеними ємнісно-фільтраційними характеристиками, встановлений за результатами геолого-геофізичних, петрографічних, гідродинамічних досліджень та математичного моделювання, що і зумовлює підвищені концентрації запасів вуглеводнів на цих ділянках.

Практичне значення одержаних результатів. Результати дослідження впливу різних геологічних чинників на формування олігоценних порід-колекторів та їх ємнісно-фільтраційні властивості сприятимуть підвищенню ефективності пошуково-розвідувальних робіт, дорозвідки, а також розробки нафтових родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Особистий внесок здобувача. Дисертантом на підставі комплексного аналізу сучасних геолого-геофізичних матеріалів встановлено, що розвиток основних смуг нафтогазонагромадження у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину обумовлений особливостями формування олігоценних порід-колекторів на ділянках зносу теригенного матеріалу з чотирьох палеодолин, виділених на території південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи; з цими ділянками і пов'язані основні райони нафтогазонагромадження (Бориславський, Долинський та Надвірнянський); побудовані карти товщин олігоценних продуктивних горизонтів та виявлені локальні конседиментаційні підняття другого порядку, в присклепінних частинах яких за рахунок збільшення піщаності виявлені зони підвищеної пористості; створена математична модель оцінки тріщинуватості порід-колекторів на ділянках їх згину і продемонстровано ефективне її застосування на прикладі менілітових відкладів; виділені перспективні в нафтогазоносному відношенні об'єкти для проведення пошуково-розвідувальних робіт у різних структурних ярусах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень доповідались на наукових і науково-технічних конференціях, а саме: на 9-ій Міжнародній науково-практичній конференції "Нафта і газ України – 2004" (Судак, 2004); Третій ім. академіка М.А. Усова міжнародній науковій конференції студентів і молодих вчених "Проблеми геології и освоєния недр" (Томськ, 2004); Міжнародній науковій конференції "Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат" (Львів 2006).

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 9 наукових праць (2 одноосібних), серед яких 7 статей – у фахових виданнях, рекомендованих ВАК України (1 одноосібна), та 2 – у матеріалах і тезах конференцій.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, висновків, списку використаних джерел, викладених на 143 сторінках друкованого тексту; ілюструється 1 таблицею, 41 рисунками; бібліографія містить 118 найменувань на 16 сторінках.

Автор вважає своїм обов'язком висловити щирю 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, доктору геологічних наук О.М. Карпенку; кандидатам геолого-мінералогічних наук, доцентам Л.С. Мончаку, М.В. Ляху, кандидатам геологічних наук В.Г. Омельченку, С.Г. Анікеєву, професору В.П. Степанюку та доценту О.Є. Лозинському за консультації, а також колективу кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ за сприяння, допомогу та підтримку при виконанні дисертаційної роботи.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ

СТАН ВИВЧЕННЯ ПРОБЛЕМИ ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ФОРМУВАННЯ ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПАЛЕОГЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ І ЇХ НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Значний внесок у вивчення різних геологічних чинників, що впливають на ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів Передкарпатського прогину та їх нафтогазоносності у різні роки зробили М.М. Багнюк, Г.Ю. Бойко, В.М. Бортницька, Л.Т. Бойчевська, М.Я. Вуль, В.В. Глушко, Г.Н. Доленко, Т.С. Ізотова, І.В. Кілін, Ю.З. Крупський, Л.М. Кузьмик, М.Р. Ладиженський, П.Ю. Лозиняк, З.В. Ляшевич, Л.С. Мончак, М.Ю. Нестеренко, О.О. Орлов, Р.М. Окрепкий, М.І. Павлюк, Я.А. Пилип, Ю.М. Сеньковський, К. Толвінський, Р.Т. Трушкевич, В.М. Улізло, В.О. Федішин, П.М. Шеремета, І.Т. Штурмак, В.М. Щерба, О.С. Щерба, Б.І. Ярош та багато ін.

Вперше ідея про вплив ерозійно-тектонічних елементів на характер поширення порід-колекторів у Передкарпатському прогині була висловлена В.Н. Утробінієм (1960). На його думку ширина ерозійних долин досягала 8-10 км, глибина їх врізу – 300-2000 м.

Палеогеографії Карпатського регіону присвячена значна кількість праць Ю.М. Сеньковського, Ю.В. Колтуна, В.М. Гнідця, К.Г. Григорчука (1960-2004).

Я.В. Совчиком (1979) за допомогою палінспастичних побудов були зроблені припущення про формування колекторів Передкарпатського прогину в прибережних умовах, а також ідея про те, що виділена ним еоценова Долинська палеодельта є тільки

фрагментом палеогенових дельт рік, які стікали з Східно-Європейської платформи.

Колективом авторів ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта” (1984) була створена седиментаційна модель підводної частини Східно-Карпатської палеогенової дельти за даними буріння майже трьох тисяч свердловин та інтерпретації пластових карт ізопакіт піщано-алевролітових порід, а також палеотектонічних карт.

На зменшення потужності осадів у склепінних частинах давніх поперечних піднять вказував Г.Н. Доленко (1962, 1963). Вивчення потужностей менілітових відкладів окремих складок Долинського та Битківського родовищ (Д.В. Гуржій, 1969; Б.М. Улізло, 1967) показало, що тут спостерігається закономірне їх зменшення у напрямку до присклепінних ділянок структур.

У 1977 році співробітниками ПТГК НАНУ під керівництвом Д. В. Гуржія на основі аналізу схем розподілу коефіцієнта піщанистості та загальних товщин, відкритої пористості, газопроникності та ефективних товщин вигодської світи і нижньоменілітової підсвіти встановлено обернений взаємозв’язок між піщанистістю і ефективною товщиною, який дозволив зробити висновок про існування конседиментаційних структур, обумовлених тектонічними рухами фундаменту прогину.

На палінспастичній основі у межах Заводівського, Орівського, Уличнянського і Стинавського родовищ була виділена палеоструктура Карпатського простягання (М.І. Сав’юк, 1990), яка обмежена 30 м лінією рівних товщин піщано-алевролітових порід менілітової світи. Л.М. Кузьмик, З.В. Ляшевич, М.І. Сав’юк, І.Т. Штурмак, (1983-1991) у Передкарпатському прогині виділили 13 конседиментаційних піднять.

Аналіз геологічного матеріалу по нафтогазоносних провінціях світу (П.М. Бодлак, 1999) вказує на те, що просторове розміщення порід-колекторів із покращеними емнісно-фільтраційними властивостями також визначається особливостями геодинамічного розвитку відповідної території.

Проблема тріщинуватості гірських порід Карпатського регіону висвітлена у значній кількості праць: Г.Ю. Бойка, О.С. Вялова, В.В. Глушка, П.К. Гурби, Г.Н. Доленка, В.В. Колодія, Р.С. Копистянського, І.М. Кухтіна, М.Р. Ладженського, В.П. Лінецького, Б.Й. Маєвського, М.І. Манюка, Л.С. Мончака, О.О. Орлова, О.М. Трубенка та інших.

Дослідженню емнісних і гідродинамічних параметрів продуктивних горизонтів родовищ Надвірнянського, Бориславського та Долинського нафтопромислових районів присвячені праці Г.Ю. Бойка, Б.Й. Маєвського, М.І. Манюка та автора даної роботи, в яких відзначається значна роль тріщинуватості у покращенні емнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Існує також група дослідників: І.М. Кухтін, Н.П. Лещій, Л.С. Мончак, І.І. Пісоцький та інші, які вважають, що головна роль в акумуляції та фільтрації флюїдів у продуктивних горизонтах належить пористому середовищу пісковиків.

Безперечно, дана проблема потребує подальших науково-теоретичних,

лабораторних та експериментальних досліджень, з використанням новітніх геолого-геофізичних і промислових матеріалів, для більш детального визначення впливу палеодолин, конседиментаційних піднять та геодинамічних процесів на формування порід-колекторів, їх ємнісно-фільтраційних характеристик та нафтогазоносності як на регіональному, так і на локальному рівнях.

ВПЛИВ ПАЛЕОДОЛИН НА ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ОЛГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Значна фаціальна мінливість палеогенових відкладів обумовила існування різноманітних поглядів на умови їх формування. Їх літофаціальне різноманіття пояснюється або рельєфом дна мілководного басейну седиментації і мінливістю гідродинаміки в його різних частинах, або наявністю внутрішньо басейнових кордильєр, які поставляли осадовий матеріал; деякі дослідники розглядають карпатський фліш як глибоководні відклади гравітаційних густинних потоків (Ю.М. Сеньковський, Ю.В. Колтун, В.М. Гнідець, К.Г. Григорчук, 2004).

Вивчення еволюції осадових порід показує, що близько 90% осадового матеріалу, який поступає в морські басейни, зноситься річками. З цієї точки зору висновок, що крейдово-палеогеновий фліш є поліфаціальним утворенням і більша частина теригенних порід, які його складають, формувались у мілководних морських шельфових умовах у результаті транспортування їх річними водами суходолу, підтверджується (З.В. Ляшевич, 1994) літо-фаціальним аналізом п'яти продуктивних горизонтів палеогену: яменського, манявського, вигодського, нижньоменілітового і середньоменілітового.

Флішові товщі, схожі з менілітовими відкладами характерні для різного типу континентальних окраїн і, відповідно, могли нагромаджуватись як на другому (у підніжжі континентального схилу), так і на третьому (глибоководні жолоби) глобальних рівнях седиментації. За проміжок часу від ранньої крейди до раннього міоцену в Карпатському регіоні сформувалася теригенна товща порід потужністю до 8 км, представлена, переважно, ритмічним перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. Значні товщини і безперервне нагромадження флішової формації Зовнішніх Карпат, а також мінімальний внесок вулканічної седиментації свідчать про те, що формування цієї товщі проходило на континентальній окраїні Карпатського седиментаційного басейну.

Уламкові породи карпатського флішу, що складаються переважно із зерен кварцу, а також містять уламки польових шпатів і метаморфічних порід, відповідають так званим зрілим турбідітам, яким властиве континентальне джерело походження матеріалу і які накопичуються поблизу підніжжя окраїн континентів або у внутрішніх і окраїнних морях (Ю.М. Сеньковський, Ю.В. Колтун, 1996-2000).

Одним із критеріїв, що дозволяють визначити тип континентальної окраїни, є

мінеральний склад пісків. Дослідження відкладів сучасного Світового океану показують суттєву відмінність у співвідношеннях основних складових частин пісків, що нагромаджувалися у різних тектонічних умовах (В.М. Гнідець, К.Г. Григорчук, 1998).

У Карпатському седиментаційному басейні взаємовідношення регресій і трансгресій складно поєднані з глобальними і локальними змінами рівня моря. Однак, при безперечній ролі локальних коливань у товщі карпатського флішу все ж таки спостерігається кореляція із глобальними циклами (Ю.М. Сеньковський, 2005). Розвиток переважно піскуватих розрізів зіставляється з пониженнями рівня моря: верхній апт-нижній альб (верхньошипотська підсвіта), палеоцен (ямненська підсвіта), середній еоцен (вигодська світа), олігоцен (клівські пісковики менілітової світи). Переважний розвиток глинистих і кременистих товщ характерний для розрізів, які відповідають високому рівню моря: верхня крейда (стрийська світа) і нижній олігоцен ("роговиковий" горизонт).

Річкова система може бути результатом попереднього розвитку давньої гідрографічної мережі. Тому є підстави вважати, що долиноподібні западини у крейдяній поверхні в межах Поділля успадковані і сучасними річками – лівими притоками Дністра. Враховуючи те, що Подільські річки розташовані в межах єдиного Львівського прогину, їх русла можна розглядати як окремі елементи надводної частини Східно-Карпатської палеогенової дельти. На північний захід від р. Дністер продовженням русел Подільських річок є каньйоноподібні палеодолини, які за даними буріння і сейсмозв'язки простежуються до Передкарпатського розлому. Найголовніші з них Озерянська, Ходорівська, Камінська, Богородчанська, Перерослянська, Назавизівська, Коломийська та ін (Л.М. Кузьмик, 1984).

З використанням магнітометричних даних (С.Г. Баб'юк, В.П. Степанюк, С.Г. Анікеєв, 2003) нами була побудована карта аномального магнітного поля досліджуваної території по мезозойському фундаменту, на якій можливо виявити структури мезозойського фундаменту, як позитивні (підняття), так і негативні (ерозійні долини). На цій карті визначилися чотири зони фактично лінійного розташування негативних структур. Ці структури є розмитими зонами дроблення, в яких з великою ймовірністю могли існувати частини дельти палеоріки. Перша зона – ортогональна до Карпатського простягання – простежується в районі Надвірної, а друга складена з двох розмежованих підняттям рукавів, що виходять у напрямку Долинського НІР. Третя зона простежується в районі Самбора. Четверта зона, найменш вивчена – Покутська – виходить до Лопушнянського родовища.

Виявлення та простежування регіональних субдельт (конусів виносу) у межах Передкарпатського прогину з використанням гравітаційних даних (С.С. Куровець, В.В. Просим'як, В.В. Бугера, 2005) показує, що на крайньому північному заході території у межах Скибової зони у формі риб'ячого хвоста можна виділити ерозійний елемент, ймовірно конус виносу, який бере свій початок у межах Передкарпатського

розлому і розширюється в південно-західному напрямку. Він має південно-східне продовження у вигляді досить широкої смуги (ширина 10-12 км), подібної до "палеоруслу". Цей елемент ерозійного походження і в різному ступені достовірності проявляється при трьох підсвітках гравітаційного аномального поля. Особливо виразно він проявляється при південно-західній підсвітці.

Побудовані нами карти локальних аномалій поля сили тяжіння у Передкарпатському прогині показують наявність майже поперечних до його простягання зон від'ємних аномалій гравітаційного поля у трьох основних районах нафтонагромадження. Ці зони можуть бути обумовлені збільшенням товщини палеогенових відкладів або розупільненням порід у місцях розмиву мезозойських відкладів, що є характерним для ерозійних долин.

Алювіально-дельтова область в плані створює дендровидну систему взаємосполучених максимумів товщин піщано-алевролітових порід. Встановлено чотири таких зони седиментаційного максимуму уламкового матеріалу: Бориславську, Долинську, Надвірнянську і Покутську, які ідентифікуються як субдельти. Остання залишається маловивченою.

На основі наведеного вище, здобувач зробив висновок, що основні зони поширення порід-колекторів у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину пов'язані з трьома конусами виносу великих ерозійних долин, до яких приурочена основна нафтогазоносність. Основні ж зони розповсюдження родовищ трасуються з місцями перетину розломів субкарпатського простягання з розломами, що обмежують ерозійні елементи фундаменту, які визначають характер просторового поширення палеодолін. Саме з цими зонами взаємоперетину розломів корелюється розташування наступних родовищ: Вигодське, Спаське, Струтинське, Чечвинське, Вільхівське, Росільнянське, Космацьке, Рудавецьке, Довбушанське, Битківське, Пнівське, Гвіздецьке, Бабчинське тощо.

ВПЛИВ КОНСЕДИМЕНТАЦІЙНИХ ПІДНЯТЬ НА ФОРМУВАННЯ, ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ПАРАМЕТРИ ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ОЛГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

З метою виявлення конседиментаційних піднять у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину автором побудовано карти товщин нижньоменілітової підсвіти по трьох ярусах структур. Нижньоменілітова підсвіта добре представлена як у межах Надвірнянського нафтопромислового району, так і в межах Долинського та Бориславського нафтопромислових районів (НГПР).

На картах товщин нижньоменілітової підсвіти на рівні III ярусу структур в межах Надвірнянського НГПР виділяються три зони збільшеної товщини. Перша – в районі Пасічнисянського, Гвіздецького та Пнівського родовищ, друга – в межах Луквинського родовища та третя – у межах Росільнянського родовища. На карті товщин

нижньоменілітової підсвіти II ярусу структур виділяються чотири зони зменшеної товщини нижньоменілітової підсвіти – перша в межах Пасічнянського блоку Битківського родовища, друга та третя – у межах суміжних ділянок Битківського блоку і четверта, найбільша, – в межах Гвіздецького і Старунського блоків. На картах сумарних товщин піщано-алевритових порід нижньоменілітової підсвіти III та II ярусу структур ці ж зони характеризуються зменшеними значеннями товщин пісковиків, а в межах Пнівського родовища III ярусу – їх виклинюванням.

На підставі аналізу карт товщин менілітових відкладів і сумарних товщин піщано-алевритових порід нами (С.С. Куровець, Б.Й. Маєвський, 2006) підтверджено 16 локальних конседиментаційних палеопіднять другого порядку у межах Надвірнянського НГПР: Гвіздецьке, Космацьке, Старунське, Росільнянське, Пасічнянське, Північнобитківське, Битківське глибинне, Бабченське, Старої Копальні, Верхньолуквинське, Бухтівецьке, Довбушанське, Північномайданське, Майданське та Південномайданське.

Необхідно відзначити, що з 16 локальних конседиментаційних палеопіднять у межах Надвірнянського нафтопромислового району промислова нафтогазоносність встановлена на 13: Гвізд, Космач, Старуня, Росільна, Пасічна, Північний Битків, Глибинний Битків, Бабче, Стара Копальня, Верхня Луква, Бухтівець і Довбушанка.

На схилах цих піднять одночасно із збільшенням загальної товщини менілітової світи спостерігається поступове збільшення ефективних товщин пісковиків, а в напрямку до склепінної частини піднять збільшується пористість та піщанистість колекторів. Побудовані графічні залежності (С.С. Куровець, 2006) між коефіцієнтом піщанистісті і загальною товщиною нижньоменілітових, середньоменілітових та верхньоменілітових відкладів показують, що більші коефіцієнти піщанистісті для нижньоменілітових відкладів приурочені до товщин у межах 80-350 м, для середньоменілітових відкладів 25-150 м та для верхньоменілітових відкладів 20-300 м. При подальшому збільшенні чи зменшенні товщини вказаних відкладів відбувається зменшення коефіцієнта піщанистісті, і відповідно відкритої пористості.

Нами прослідковано зв'язок нафтогазоносності з локальними мінімумами товщин підсвіт олігоцену. Тобто, промислова нафтогазоносність пов'язана з склепінними частинами вказаних палеопіднять. При цьому ємнісно-фільтраційні властивості менілітових відкладів суттєво покращуються в напрямку до склепіння конседиментаційних антиклінальних піднять за рахунок зростання піщанистісті та широкого розвитку тріщинуватості. Закономірно зростає і продуктивність свердловин, які пробурені в склепінних частинах конседиментаційних піднять.

Це підтверджується побудованими автором для Долинського НГПР картами товщин піщано-алевролітових порід нижньоменілітової підсвіти, що дозволяє виділити наступні палеопідняття: Тянявське, Болехівське, Долинське, Північнодолинське та Спаське. З ними всіма пов'язані нафтові поклади, тобто прослідковується чіткий зв'язок

між локальними мінімумами товщин світ еоцену і олігоцену з склепіннями палеопіднять і їх нафтогазоносністю. Необхідно відзначити, що ємнісно-фільтраційні властивості відкладів суттєво покращуються у напрямку до склепіння конседиментаційних піднять за рахунок зростання піщанистості продуктивних горизонтів. Це пояснюється умовами формування конседиментаційного підняття, а саме тим, що склепінна частина підняття в процесі осадконагромадження знаходилась в умовах мілкішого моря і тому тут відкладалися краще відсортовані уламки. Зростає і продуктивність свердловин, які пробурені в склепінних частинах конседиментаційних піднять. Так, наприклад, у свердловині 40-Долина початковий приплив нафти з менілітових відкладів становив 241,3 м³/добу, свердловині 107-Долина – 185 м³/добу, 27-Долина – 240 м³/добу, 308, 309 – 240 м³/добу, а у свердловинах 20, 24 та 515, що розташовані в прибортових зонах підняття – менше 15 м³/добу.

У межах Бориславського нафтопромислового району за результатами глибокого буріння виявлено палеопідняття другого порядку, що простежуються по лінії – Попелі-Борислав-Орив-Улично. Побудована карта сумарних товщин піщано-алевритових порід менілітової світи дозволяє виділити три локальних палеопідняття. Перше пов'язане з Попельським, Бориславським та Помярківським блоками, у яких розвідане Бориславське родовище. Друге – в межах Орив-Уличнянського та Довголуцького блоків, що складають Орив-Уличнянське родовище. Третє палеопідняття – у Семигинівському блоці, відповідно – Стинавське родовище.

Із аналізу побудованих нами карт товщин нижньоменілітових відкладів для різних ярусів, можна стверджувати про наявність певної зональності розміщення конседиментаційних піднять у просторі. Для Надвірнянського району в другому ярусі структур конседиментаційні підняття охоплюють три блоки Гвіздецької структури, два блоки Битківської структури та два блоки Пасічнянської структури. У третьому ярусі конседиментаційні підняття також пов'язані з трьома блоками Гвіздецької структури, двома Битківської структури та одним Пасічнянської структури. У Долинському НГПР у першому ярусі конседиментаційні підняття розташовані відповідають двом блокам Долинської структури, двом блокам Північнодолинської структури та блокам Спаської і Тянявської структур. У другому ярусі до конседиментаційних піднять приурочені Янківське, Підлісівське та Рудавецьке родовища.

Це може вказувати на те, що формування позитивних структур, в яких олігоцені породи-колектори характеризуються покращеними ємнісно-фільтраційними властивостями, відбувалось за певними напрямками, поперечними до карпатського простягання. Можна прогнозувати, що в четвертому структурному ярусі Надвірнянського району зберігаються лінії конседиментаційних піднять на Гвіздецькій, Пасічнянській та Битківській структурах, які відповідно також прогнозуються нафтогазоперспективними. В третьому структурному ярусі Долинського району зберігаються лінії конседиментаційних піднять на Тянявсько-Янківській, Спасько-

Підлісівській та Луквинсько-Рудавецькій ділянках, які також нафтогазоперспективні.

ВПЛИВ ГЕОДИНАМІЧНОГО РОЗВИТКУ КАРПАТСЬКОГО РЕГІОНУ НА ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ПАРАМЕТРИ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТА ЇХ НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Аналіз геологічного матеріалу по нафтогазоносних провінціях світу (П.М. Бодлак, 1999) вказує на те, що при формуванні порід-колекторів у розрізі осадової товщі важливу роль відіграють геодинамічні процеси, тобто об'єднані в часі та просторі процеси, які впливають не тільки на деформацію гірських порід та створення структурних форм-пасток, але й на їх колекторські властивості.

Відомо, що утворення тріщин у відкладах проходить на різних стадіях літогенезу як результат постседиментаційних процесів і під дією тектонічних напруг.

На сьогодні більшість дослідників вважає, що при дослідженні керну можна отримати максимальну інформацію про розкриття, кути падіння та простягання тріщин на глибинах залягання продуктивних горизонтів. Проте незначний винос керну з глибоких свердловин (близько 50%), значно знижує можливість дослідження їх тріщинуватості. Що ж стосується макротріщин, які є основними шляхами фільтрації у тріщинно-порових колекторах, то тільки в окремих випадках вдається виділити основні системи макротріщин і визначити їх просторову орієнтацію.

Визначення параметрів тріщинуватості в шліфах під мікроскопом на сьогодні є єдиним методом, за допомогою якого можливе пряме візуальне вивчення розкриття тріщин і можна отримати якісну та кількісну оцінку зон тріщинуватості.

На основі досліджень шліфів серед значної кількості тріщин у колекторах Надвірнянського, Бориславського та Долинського нафтопромислових районів виділяються три основні їх різновидності: тріщини, заповнені мінеральною речовиною (кальцит, ангідрит, кварц); частково відкриті тріщини; відкриті тріщини (М.І. Манюк, С.С. Куровець, Б.Й. Маєвський, 2005). Безумовно, нас в першу чергу цікавить третій тип тріщин, тобто тріщини, які залишаються відкритими на глибині залягання продуктивних горизонтів і здатні забезпечити приток нафти до вибоїв свердловин.

Результати досліджень вказують на те, що відкриті тріщини найчастіше зустрічаються у піщано-алевритовій флішовій товщі. Оскільки саме прошарки пісковиків та алевролітів ймовірно є тим каркасом, який бере на себе основні геодинамічні навантаження при тектонічних рухах, що зумовлює в кінцевому результаті утворення тріщин. Наявність відкритих та частково відкритих тріщин з присутністю різнотипових вуглеводневих речовин фіксувалась нами у шліфах багатьох свердловин.

Те, що на родовищах Передкарпаття існує порово-тріщинний тип колектора можна підтвердити також шляхом порівняння фактичних початкових дебітів свердловин з імовірними припливами рідин до вибою свердловин, підрахованими за формулою Дюпюї. За даними обчислень для 95 овердловин Внутрішньої зони побудовано графіки

порівняння розрахункових і фактичних початкових дебітів свердловин.

При порівнянні отриманих і розрахункових припливів рідини до вибоїв свердловин, відзначається, що фактичні початкові дебіти в деяких випадках менші від розрахованих, що може бути пов'язано з багатьма технічними та геологічними чинниками. Проте виділяються також свердловини, в яких початкові дебіти у декілька разів більші від розрахованих.

На підставі розрахунків дебітів свердловин через 1,5-2 роки від початку експлуатації і порівняння їх з фактичними дебітами на той же час, можна побачити наближення розрахункової кривої до фактичної. Свердловини, які давали в декілька разів більші дебіти на початковій стадії експлуатації, через 1,5-2 роки за своєю продуктивністю не відрізняються від інших. Це може вказувати на те, що при зменшенні пластового тиску на 5-7 МПа відбулося змикання каналів фільтрації, тобто тріщин у матриці породи.

У вибірці з 140 свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину після 1,5-2 років експлуатації при зростанні депресії на пласт всього на 1,5-2 МПа, індикаторні криві набувають опуклої форми до осі дебітів. Такий їх характер, як показали результати досліджень, зумовлений силами деформації колектора. Саме за цей період (1,5-2 роки експлуатації) із цих свердловин отримано близько 40-45% накопиченого видобутку нафти.

Побудувавши графіки залежності початкових дебітів нафти від депресії на пласт для родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, можна констатувати, що найбільші дебіти пов'язані з депресіями до 5-7,5 МПа. Поясненням цьому може бути те, що при різкому зменшенні тиску у привибійній зоні відбувається раптове зменшення внутрішньої напруги порід і відповідно змикаються тріщини, а депресії до 7,5 МПа дозволяють тріщинам утримуватись у відкритому стані приблизно 1,5 роки. Петрофізичними дослідженнями встановлено, що при постійному об'ємі взірців порід-колекторів при тиску 5 МПа проникність матриці зростає в декілька разів, від $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Проведені нами дослідження та відповідні розрахунки показали, що створення депресії на пласт, яка перевищує вибійний тиск порядку 5-7,5 МПа, призводить до повного змикання мікро- та макротріщин, і як наслідок – подальшої низької продуктивності свердловин. При депресіях до 5-7,5 МПа існує надійний гідродинамічний зв'язок між тріщинами і порами, що забезпечує стійкі дебіти і раціональне вироблення покладу. Саме в умовах такої фільтрації відбувається очищення привибійних зон пласта. Показники скін-ефекту мають від'ємне значення, що характерно для тріщинного колектора. Однак із зростанням перепаду тиску понад 7,5 МПа значення скін-ефекту набирає позитивний характер. При такій депресії тріщини породи-колектора змикаються і надалі працюють тільки пори. При такому режимі експлуатації свердловин приплив нафти з матриці породи-колектора,

проникність якої в 100, а інколи і в 1000 разів менше проникності тріщин, не може забезпечити високу продуктивність свердловин.

Через невизначеність типу колектора, особливостей його порового простору та геологічної будови ділянок чи покладу в цілому унеможливується кількісне моделювання будови і режиму роботи нафтогазових родовищ з метою прогнозування продуктивності свердловин. Ключовим моментом для цього є визначення розподілу проникності, що й визначає неоднорідність резервуару. Традиційні геологічні моделі, які зводяться до побудови комплекту карт пористості, піскуватості і т.п. не допомагають у вирішенні питання точного і детального вивчення резервуару у випадках складної будови або високого ступеня роздробленості родовища.

Для відображення геологічних процесів у формуванні флюїдовмісної та гідродинамічної системи менілітових відкладів нами запропонована модель постдіагенетичного формування вторинного порового простору в породах менілітових відкладів Передкарпатського прогину, яка базується на достатньо вивчених, проаналізованих спостереженнях та експериментальних петрофізичних дослідженнях геологічних масивів і зразків порід (Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, 2006). Суть цієї моделі полягає в тому, що первісний поровий простір порід піддається широкому спектру процесів діагенезу, найвпливовішими з яких є цементация і тріщинуватість, протилежна спрямованість яких відображається у зміні його об'єму та флюїдопровідності. Седиментологічно обумовлена неоднорідність порід-колекторів істотно посилюється при катагенезі за рахунок нерівномірного розвитку аутигенно-мінералогічної цементации та тріщинуватості. Тонкошаруватий характер розрізу відкладів є важливою передумовою формування корисної ємності по ослаблених зонах на текстурних границях різних літотипів, що веде до формування пошарової тріщинуватості.

На першому етапі формування менілітових відкладів (від початку – до кінця олігоцену) в ході поступового занурення відкладів до глибин близько 1,0-1,5 км домінували процеси катагенезу. Колекторські властивості порід на цьому етапі в цілому істотно не змінилися. Малопотужні алевро-псамітові пачки та приконтактові зони більш потужних горизонтів за рахунок вторинного мінералоутворення зазнали суттєвого погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей.

На другому етапі у зв'язку з тектонічними рухами та складчастістю, менілітові відклади місцями зазнали літогенетичної тріщинуватості.

На третьому етапі швидке занурення менілітових відкладів, внаслідок насувоутворення (міоцен-пліоцен), спричинило різке збільшення глибин їх залягання. В умовах домінування у розрізі глинистих утворень при локальному і нерівномірному розвитку проникних псамітових та алевро-псамітових шарів відвід продуктів дефлюїдації глин був утруднений. Це призвело до формування аномально підвищених тисків. Виникає фактор локалізації тріщинуватих зон – це структурні деформації різних

масштабів. Так, у місцях контрастних перегинів пластів формується тріщинуватість тектонофізичної природи, яка охоплює значні потужності як колекторських, так і глинистих товщ, що сприяє їх флюїдодинамічній єдності, що є характерним для нафтогазових родовищ Передкарпатського прогину.

Для кількісного прогнозу меж високопроникних зон і надійного їх виділення в розрізі менілітових відкладів та оцінки їх ємнісно-фільтраційних параметрів алгоритм тектонічних процесів постдіагенезу нами в разі з співробітниками Фізико-механічного інституту ім. Г.В. Карпенка НАН України (Л.П. Мазурак) виражено в математичній формі на основі механіки деформованого тіла.

Напруження у пласті в тектонічно спокійних районах визначаються вагою вищеналягаючих порід, де проміжні та найменші головні складові будуть зорієнтовані в горизонтальній площині, а їх співвідношення контролюються величиною коефіцієнта Пуассона. Тріщини виникають у площині дії максимальної складової і зберігаються в розкритому стані у взаємоперпендикулярній площині мінімальної складової. Утворення тріщин починається при напруженнях, які рівні приблизно половині величини руйнівного навантаження.

Дану модель нами використано для Пасічнянського блоку Пасічнянського нафтового родовища, північно-західного блоку Заводівського родовища, та Долинського родовища. За відомими значеннями петрофізичних параметрів менілітових порід-колекторів по свердловинах (механічні характеристики пластів приведено в працях Г.І. Петкевича, Р.П. Морошана, Ю.В. Філатова, 1974-1984), нами побудовані схеми розподілу геодинамічної тріщинуватості в межах згаданих блоків. Свердловини, які потрапляють в зони змодельованої геодинамічної тріщинуватості мають дебіти, що в декілька разів перевищують розраховані за гідродинамічними показниками, тобто дебіти свердловин, розраховані за формулою Дюпюї для порового колектора набагато менші від фактичних, отже основну роль у фільтрації флюїду тут грає провідність тріщин.

На основі створеної математичної моделі оцінки тріщинуватості порід-колекторів оконтурені ділянки послаблених зв'язків міжзернової взаємодії (тріщинуватості) для локальних структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та винесені на карту перспектив нафтогазоносності.

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ОЛІГОЦЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Проведені дослідження дають підставу стверджувати, що формування олігоценів колекторів відбувалось на ділянках, в які зносився теригенний матеріал з чотирьох палеодолин, виділених за результатами геофізичних і геологічних досліджень на території південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи. З цими ділянками і пов'язані основні райони нафтогазоагромадження (Бориславський, Долинський та Надвірнянський).

Характер поширення та товщини олігоценового колектора по верхніх структурних ярусах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину дають можливість стверджувати про успадкованість поширення колектора по тих ж лініях третього-четвертого структурних ярусах.

Розглядаючи конседиментаційні підняття першого-другого структурних ярусів, можна певною мірою говорити про лінійність їх розташування. Виходячи з насувної будови Внутрішньої зони та формування олігоценових порід-колекторів переважно в умовах чотирьох рукавів палеодолини, можна виділити перспективні щодо нафтогазоносності локальні об'єкти четвертого структурного ярусу Надвірнянського нафтопромислового району. Вони приурочені до ліній конседиментаційних підняття, що є поперечними до карпатського простягання, і з якими пов'язані поклади нафти і газу на Гвіздецькій, Пасічнинській та Битківській структурах другого і третього ярусу структур. У межах третього структурного ярусу Долинського нафтогазпромислового району – на Північно-Долинській, Тянявській, Спаській, а Бориславського – на Семигинівській, Бориславській, Попельській та Заводівській структурах першого і другого ярусу структур.

На основі створеної математичної моделі оцінки тріщинуватості менілітових порід-колекторів оконтурено ділянки послаблених зв'язків міжзернової взаємодії для структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, що використано при побудові карти перспектив нафтогазоносності. Для побудови карти перспектив нафтогазоносності нами також використано результати газеохімічних зйомок (Л.С. Мончак, Д.І.Аронський, 1984, О.О. Орлов, В.Г. Омельченко, Я.І. Лопушняк, 1995-1997). Напрямки для подальших нафтогазопозукових робіт пов'язані з трьома зонами поширення покращених емнісно-фільтраційних властивостей олігоценових порід-колекторів, у межах яких виділено першочергові ділянки для проведення подальших детальних сейсмозв'язувальних робіт: один об'єкт у першому ярусі структур Долинського НГПР, один – в другому ярусі структур Бориславського НГПР, два – в другому ярусі структур Долинського НГПР, два – в другому ярусі структур Надвірнянського НГПР та чотири – в третьому ярусі структур Бориславського НГПР, чотири – в третьому ярусі структур Долинського НГПР, два – в третьому ярусі структур Надвірнянського НГПР

ВИСНОВКИ

У дисертації висвітлена актуальна наукова проблема в області геології нафти і газу, що пов'язана із впливом геологічних чинників на особливості формування олігоценових порід-колекторів, їх фільтраційно-емнісні властивості та перспективи нафтогазоносності локальних структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Виявлено, що основними геологічними чинниками, що впливають на формування олігоценових порід-колекторів, їх емнісно-фільтраційні властивості та

нафтогазоносність є: наявність палеодолин, конседиментаційні підняття та геодинамічний розвиток Карпатського регіону.

На основі даних палеотектонічного аналізу, та інтерпретації результатів гравіметричних та магнітометричних досліджень зроблено висновок, що основні зони поширення порід-колекторів у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину пов'язані з трьома конусами виносу великих ерозійних долин, до яких приурочена основна нафтогазоносність. Основні ж смуги розповсюдження родовищ трасуються із місцями перетину розломів субкарпатського простягання з розломами, що оконтурюють ерозійні елементи фундаменту, які визначають характер поширення палеодолин.

Встановлено, що на зональному рівні нафтогазоагромадження контролюється підняттями другого порядку, які ускладнені цілим рядом локальних палеопіднять нижчого порядку, витягнутих переважно поперечно до Карпатського простягання.

На основі аналізу характеру поширення менілітових відкладів у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину виявлено 26 палеопіднять другого порядку, з якими пов'язані найбільш сприятливі умови для формування порід-колекторів та покладів вуглеводнів.

Виявлена чітка закономірність покращення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у напрямку до склепінь виявлених палеоструктур за рахунок збільшення піщаності та тріщинуватості. Оптимальними для формування значних покладів вуглеводнів є схили конседиментаційних піднять.

Найперспективніші локальні об'єкти четвертого структурного ярусу Надвірнянського нафтопромислового району приурочені до ліній конседиментаційних піднять, що є поперечними до карпатського простягання, і з якими пов'язані поклади нафти і газу на Гвіздецькій, Пасічнянській та Битківській структурах другого і третього ярусу структур; третього структурного ярусу Долинського – на Північно-Долинській, Тянявській, Спаській, а Бориславського – на Семигинівській, Бориславській, Попельській та Заводівській структурах першого і другого ярусу структур.

На підставі петрофізичних і петрографічних досліджень кернового матеріалу, узагальнення та аналізу численних геолого-геофізичних і літературних матеріалів, а також відповідних математичних розрахунків доведено існування відкритих провідних тріщин на згинах локальних структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Дослідженнями початкових параметрів продуктивності свердловин і гідропровідності пластів, а також відповідних графічних побудов для менілітових відкладів, встановлено, що зони підвищеної тріщинуватості (флюїдопровідності) в межах окремих локальних структур району просторово пов'язані із зонами розвитку тектонічних порушень, що в ряді випадків зумовлює надзвичайно високу продуктивність свердловин.

За результатами математичного моделювання оцінки тріщинуватості порід-колекторів менілітових відкладів розроблено математичну модель внутрішнього стану

породи-колектора та оконтурені ділянки послаблених зв'язків міжзернової взаємодії для структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

На підставі аналізу просторового поширення конседиментаційних структур виявлені перспективні в нафтогазопошуковому плані ділянки у межах третього та четвертого ярусів складок Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Вперше змодельовано характер розповсюдження зон підвищеної флюїдопровідності (тріщинуватості) для трьох структурних ярусів складок Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Визначено, що оптимальні депресії, що забезпечують високі та рівномірні дебіти свердловин, знаходяться в інтервалі 5-7,5 МПа від початкового пластового тиску. Також виявлено, що високі дебіти свердловин і відповідно значний інтегральний видобуток нафти співпадають із змодельованим розподілом тріщинуватості порід-колекторів та поширенням порово-тріщинного колектора.

На цьому базуються пропозиції щодо проведення детальних геолого-геофізичних досліджень та буріння першочергових свердловин на ділянках, які зумовлюють концентрації скупчень вуглеводнів і безпосередньо прилягають до згинів продуктивних горизонтів у склепінних частинах складок, надані пропозиції щодо утримання від будівництва нагнітальних свердловин у зонах підвищеної тріщинуватості продуктивних горизонтів.

Виділені першочергові ділянки для проведення подальших детальних сейсморозвідувальних робіт: один об'єкт у першому ярусі структур, п'ять – у другому, та десять – у третьому.

Отримані результати в комплексі з аналізом заходів з підвищення нафтовилучення, які проводились на родовищах у процесі їх розробки, можуть бути покладені в основу проєктів дорозробки на пізній стадії експлуатації.

При пошуках, розвідці та дорозвідці нафтогазових родовищ необхідно враховувати вплив тріщинуватості локальних структур на ємнісно-фільтраційні властивості та характер нафтонасиченості порід-колекторів.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Манюк М.І., Куровець С.С., Маєвський Б.Й. Дослідження характеру продуктивності свердловин у зонах розвитку геодинамічних напруг // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2004. – № 3(8). – С. 3-5. (Особистий внесок – моделювання особливостей розподілу зон підвищеної флюїдопровідності на фоні зон розвитку геодинамічних напруг, 75 %)

2. Манюк М.І., Куровець С.С., Маєвський Б.Й. Дослідження неоднорідності піщано-алевритових порід-колекторів родовищ центральної частини Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3(12). – С. 55-

59. (Особистий внесок – визначення характеру розподілу піщано-алевролітових порід-колекторів Долинського НГПР, 65 %)

3. Манюк М.І., Куровець С.С., Маєвський Б.Й. Щодо перспектив дорозвідки родовищ Передкарпатського прогину на завершальній стадії розробки // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – № 1(10). – С. 5-9. (Особистий внесок – формулювання ідеї та розробка методики дорозробки родовищ на завершальних стадіях розробки, 70 %)

4. Куровець С.С., Маєвський Б.Й., Хомин В.Р. Палеоструктурні критерії нафтогазоносності в межах південно-східної частини Внутрішньої зони Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2006. – № 2. – С. 32-43. (Особистий внесок – розробка методики використання палеоструктурного критерію нафтогазоносності з метою прогнозування нафтових покладів на великих глибинах, 75 %)

5. Куровець С.С. Вплив палеоструктурних елементів на ємнісно-фільтраційні параметри палеогенових порід-колекторів та їх нафтогазоносність в межах Долинського та Бориславського нафтопромислових районів // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2006. – № 1(15). – С. 7-15.

6. Куровець С.С., Просим'як В.М., Бугера В.В. Дослідження палеорусел і їх вплив на нафтоносність Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 1(18). – С. 2-7. (Особистий внесок – виявлення палеодельт та вивчення характеру їх розповсюдження у межах Передкарпатського прогину, 50 %)

7. Маєвський Б.Й., Куровець С.С., Манюк М.І. Вплив геодинамічних чинників на ємнісно-фільтраційні параметри порід-колекторів Передкарпатського прогину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3(20). – С. 30-34. (Особистий внесок – виявлення впливу геодинамічного розвитку Карпатського регіону на фільтраційні властивості порід-колекторів, 60 %)

8. Куровець С.С. К локальному прогнозу нефтегазоносности месторождений Предкарпатья // 8 Межд. научн.-практ. конф. “Проблемы геологии и освоения недр”. Томск, 2004. – С. 160-162.

9. Маєвський Б.Й., Куровець С.С., Манюк М.І., Хомин В.Р. Про деякі особливості експлуатації високопродуктивних свердловин у зонах розвитку порово-тріщинних порід-колекторів Передкарпатського прогину // Проблеми геології та нафтогазоносності Карпат: Тез. доп. Міжнародної наукової конференції до 100-річчя від дня народження М.Р. Ладиженського та 55-річчя ІТТК НАН України. – Львів, 2006. – С. 141-142. (Особистий внесок – вивчення характеру розподілу порово-тріщинного колектора у межах Передкарпатського прогину, 55 %)

АНОТАЦІЯ

Куровець С.С. Геологічні чинники формування олігоценових порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та їх нафтогазоносності. – 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, 2006.

Дисертація присвячена дослідженню емнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів та перспектив нафтогазоносності Внутрішньої зони, із родовищ якої ведеться основний видобуток нафти в Передкарпатській нафтогазоносній області.

Встановлено, що формування палеогенових колекторів Внутрішньої зони відбувалось у глибоководній морській обстановці в умовах палеодолин, з якими пов'язані основні зони нафтогазонагромадження у межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Відмічено, що на зональному рівні нафтогазонагромадження контролюється підняттями другого порядку, які ускладнені цілим рядом локальних палеопіднять нижчого порядку, переважно поперечних до карпатського простягання.

Виявлена чітка закономірність покращення фільтраційно-емнісних властивостей порід-колекторів у напрямку до склепінь палеоструктур за рахунок збільшення піщаності та тріщинуватості.

На прикладі менлітових відкладів палеогену створена модель оцінки тріщинуватості порід-колекторів.

Виділено першочергові нафтогазоперспективні об'єкти для проведення детальних геолого-геофізичних робіт у межах досліджуваної території.

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

Ключові слова: Внутрішня зона Передкарпатського прогину, палеодолина, конседиментаційне підняття, колекторські властивості, геодинамічний розвиток, тріщинуватість, нафтогазоперспективні об'єкти.

АННОТАЦІЯ

Куровец С.С. Геологические факторы формирования пород-коллекторов олигоцена Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и их нефтегазоносности. - Рукопись.

Диссертация на соискание научной степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.17 - геология нефти и газа. - Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Ивано-Франкивск, 2006.

Диссертация посвящена исследованию формирования, емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов и перспектив нефтегазоносности Внутренней зоны, из месторождений которой ведется основная добыча нефти в Предкарпатский нефтегазоносной области.

Установлено, что формирование коллекторов Внутренней зоны палеогена происходило в глубоководной морской обстановке в условиях палеодолин, с которыми связаны основные зоны нефтегазонакопления в границах Внутренней зоны

Передкарпатского прогибания.

Отмечено, что на зональном уровне нефтегазонакопление контролируется поднятиями второго порядка, которые усложненные целым рядом локальных палеоподнятий низкого порядка, преимущественно поперечных к карпатскому протягиванию.

Установлена четкая закономерность улучшения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по направлению к сводам палеоструктур за счет увеличения пещанистости и трещиноватости.

На примере менилитовых отложений палеогена созданная модель оценки трещиноватости пород-коллекторов.

За результатами математического моделирования оценки трещиноватости пород-коллекторов менилитовых отложений разработана математическая модель внутреннего состояния породы-коллектора и оконтурены участки ослабленных связей межзернового взаимодействия для структур Внутренней зоны Предкарпатского прогиба.

На основании анализа пространственного распространения конседиментационных структур выявлены перспективные в нефтегазопроисловом плане участки в границах третьего и четвертого ярусов складок Внутренней зоны Предкарпатского прогиба.

Впервые смоделирован характер распространения зон повышенной флюидопроводимости (трещиноватости) для трех структурных ярусов складок Внутренней зоны Предкарпатского прогиба.

Определено, что оптимальные депрессии, которые обеспечивают высокие и равномерные дебиты скважин, находятся в интервале 5-7,5 МПа от начального пластового давления. Также выявлено, что высокие дебиты скважин и соответственно значительная интегральная добыча нефти совпадают с смоделированным распределением трещиноватости пород-коллекторов и распространением порово-трещинного коллектора.

На этом базируются предложения касательно проведения детальных геолого-геофизических исследований и бурения первоочередных скважин на участках, которые предопределяют концентрации скоплений углеводородов и непосредственно прилегают к изгибам производительных горизонтов в сводовых частях складок, предоставленные предложения касательно удержания от строительства нагнетательных скважин в зонах повышенной трещиноватости производительных горизонтов.

Выделены первоочередные нефтегазоперспективные объекты для проведения детальных геолого-геофизических работ в границах исследуемой территории.

Разработки соискателя направлены на решение неотложной проблемы Украины - наращивание ресурсной базы углеводородов.

Ключевые слова: Внутренняя зона Предкарпатского прогиба, палеодолина, конседиментационное поднятие, коллекторские свойства, геодинамическое развитие, трещиноватость, нефтегазоперспективные объекты.

ABSTRACT

Kurovec S.S. The geological factors of oligocen breeds-collectors forming of the Vnutrishnya zone of the Precarpathian deflection and their oil and gas bearing. – 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.

A dissertation was devoted to research of volume-filtering properties of breeds-collectors and perspectives of the oil and gas bearing of the Vnutrishnya zone, from deposits of which a basic output of petroleum is conducted in the Precarpathian deflection.

It is set, that paleogene collectors of the Vnutrishnya zone were formed in the deep-water marine situation in the conditions of paleovalleys, with which basic areas of oil and gas conducting are linked within bounds of the Vnutrishnya zone of the Precarpathian deflection.

It is marked, that at the zonal level oil and gas bearing is controlled with the second order uphills, which are complicated by a number of local lower order paleo uphills, mainly transversal to the Carpathians reaching.

Exposed clear conformity to the law of improvement of filtering-capacity properties of breeds-collectors towards the vaults of paleostructures on account of sands and crasps increase.

On example of menilit deposits of paleogene created model of estimation of breeds-collectors crasps.

Primary oil and gas perspective objects are selected for conducting detailed geology-geophysical works within bounds of explored territory.

Developments of bread-collectors were directed on the decision of urgent problem of Ukraine - increase of resource base of hydrocarbons.

Keywords: Vnutrishnya zone of the Precarpathian deflection, paleovalley, the konsedimental raising, collector properties, geodynamic development, crasps, oil and gas perspective objects.



as1125