

УДК 622.324:553.983

В.А. Михайлов¹, П.М. Чепиль², М.В. Гладун³¹*д-р геол. наук, проф., декан геологического факультета,
зав. каф. геологии месторождений полезных ископаемых**Киевского национального университета имени Т. Шевченко*²*канд. геол.-минер. наук, зав. отделом НАК «Нефтегаз Украины»*³*аспирант каф. геологии нефти и газа**Киевского национального университета имени Т. Шевченко,
инженер ДП «Наука-Нефтегаз»*

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕФТЕНОСНОСТИ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ СЕВЕРНО-ЗАПАДНОГО СЕКТОРА ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

В статье на основе оригинальных исследований природных комплексов северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины рассмотрен вопрос перспективности ее палеозойских отложений на т.н. «сланцевую нефть», залежи которой известны в некоторых сланцевых бассейнах мира (формация Баккен бассейна Уиллистоун в США, Парижский бассейн во Франции, баженовская свита в Сибири), на конкретных нефтегазоносных площадях определены перспективные интервалы, показана возможность продолжения перспективных структур и толщ на территорию Республики Беларусь.

Постановка проблемы

В последнее время в мире кроме проблемы сланцевого газа, добычу которого уже 7 лет осуществляет США, часто дискутируется проблема сланцевой нефти, добыча которой уже началась в палеозойской формации Баккен сланцевого бассейна Уиллистоун в США [22–25]. В Украине к комплексам, перспективным в отношении залежей нефти нетрадиционного типа, могут относиться палеозойские сланцы северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) и Предобруджинского прогиба, меловые отложения и олигоцен-нижнемиоценовая майкопская серия Причерноморской впадины, менилитовая свита олигоцена Карпат. Среди них наибольший интерес представляют девонские и карбоновые сланцы северо-западного сектора ДДВ, особенно в районах, которые граничат с Республикой Беларусь. Анализ их строения, структуры, состава, характера разреза, обогащения органическим веществом (ОВ), степени термической обработки, структурно-текстурных особенностей сланцевых пород и других характеристик являются актуальными и необходимыми для обоснования перспектив их нетрадиционной нефтеносности. Эти вопросы очень важны и для специалистов Республики Беларусь, на территорию которой продолжают эти отложения.

Анализ предыдущих исследований

Геологическому строению и нефтеносности ДДВ посвящено большое количество научных публикаций и отчетов [1–8; 12; 13; 18]. Достаточно широко в отечественной литературе изложена проблема сланцевого газа [9–11; 16; 17; 20; 21], в то время как проблеме сланцевой нефти посвящено только несколько статей [14; 19]. В работе [15] были рассмотрены основные особенности строения северо-западного сектора ДДВ и признаки нефтеносности породных комплексов, которые проявлены во многих скважинах района.

Главной целью статьи является анализ перспективности черносланцевых комплексов северо-западного сектора ДДВ в отношении поисков отложений нефти, связанных со сланцевыми (флишевыми) толщами.

Фактический материал и методика исследования

Нами проведены исследования, включающие анализ материалов бурения, геофизических исследований скважин, данных сейсморазведки, изучение и опробование керн на скважин, изучение вещественного состава, петрофизических свойств сланцев, их минерального и петрографического состава, определения состава ОВ, степени его катагенетических преобразований, закономерности распределения $C_{орг.}$, изучения форм нахождения и компонентного состава углеводородов, анализ возможностей геофизических методов для предварительной оценки потенциального значения сланцевых формаций как источника углеводородов. Эти исследования были проведены на следующих объектах (скважинах) северо-западного сектора ДДВ:

- 1) *приосевая зона*: Нежинская-338; Щуровская-10; Артюховская-13; Рудовская-5;
- 2) *северный борт – северная прибортовая зона*: Северо-Загорьевская-1; Хорольская-398; Южно-Афанасиевская-5, -10, -11;
- 3) *северная прибортовая зона*: Борзнянская-303; Кинашевская-6; Ушнянская-1; Борковская-15;
- 4) *западная прибортовая зона*: Ведельцевская-3, -5; Пакульская-227; Олешнянская-2.

На основе мирового опыта были приняты следующие критерии выделения перспективных на сланцевую нефть комплексов: литологический состав (преобладание черносланцевых толщ), значительная мощность (не менее 15–30 м), значительное площадное распространение (сотни км²), сравнительно небольшие глубины залегания (не более 2–4 км), повышенное содержание ОВ (не менее 1%) и $C_{орг.}$ (более 1%), достаточно высокая степень термической переработки (R_o не менее 0,8–1,0), низкая пористость (2–7%), наличие прямых признаков нефтеносности и т.д.

Особенности геологического строения северо-западной части ДДВ

В структуре северо-западного сектора ДДВ выделяют приосевую, южную и северную прибортовые зоны; северный и южный борта. Структура осадочного комплекса осложнена выступами фундамента (Брусиловско-Кошелевский, Чемерский, Лосиновский, Монастырищенско-Августовский, Дорогинский, Леляковский, Макиевско-Гнединцевский, Талалаевский, Великобубновский, Гайворонский), солянокупольными структурами (Парафеевская, Иваницкая, Буромская, Ивангородская, Омбишевская, Дмитриевская, Кропивнянская, Нежинская, Рябушинская и др.) и рядом межкупольных депрессий (мульд) (Нежинская, Гужевская, Дмитриевская и др.).

Традиционно для палеозоя ДДВ здесь выделяют три основных структурно-стратиграфических комплекса: среднедевонский платформенный, верхнедевонский рифовой, карбон-нижнепермский миогеосинклинальный.

Девонские отложения, как правило, не выходят за границы краевых разломов, размещаясь в пределах грабена. В их составе часто выделяют подсолевой, нижний соленосный, межсолевой, верхний соленосный и надсолевой комплексы. По палеонтологическим данным в составе комплексов выделяют аналоги региональных горизонтов Восточно-Европейской платформы (ВЕП), а также многочисленные местные стратиграфические подразделения. В девонских отложениях открыты небольшие залежи тяжелой нефти (Бахмацкое, Холмское, Тванское), промышленная нефтеносность установлена на Ядутовской площади (северная прибортовая зона). В ряде структур (Грибоворуднянская, Борковская, Ивашкинская, Седневская) зафиксированы проявления углеводородов. В то же время территория имеет большие перспективы для выявления углеводородов в нетрадиционных коллекторах – глинистых породах, обогащенных ОВ. В ее границах выделяются следующие формации:

1) *глинисто-карбонатная подсолевая* (коррелируется с семилукским горизонтом франского яруса ВЕП): известняки с прослоями аргиллитов в нижней части, пестроцветные туфогенные породы; мощность формации – до 60 м;

2) *глинистая и терригенно-глинистая межсолевая* (коррелируется с задонским и елецким горизонтами франского яруса ВЕП): аргиллиты с прослоями алевролитов и известняков;

3) *озерско-хованская терригенно-глинистая*: образовалась в субконтинентальных условиях, обогащена рассеянным ОВ растительного происхождения.

Почти все месторождения углеводородов северо-западного сектора ДДВ сосредоточены в карбонатных отложениях, среди которых выделяют такие формации:

1) *турнейско-нижневизейская угленосная*: аргиллиты, алевролиты с прослоями песчаников, слоями каменного угля; мощность – около 100 м, бывает до 300–350 м;

2) *кремнисто-карбонатная (рудовские слои)*: черные кремнистые мергели и силициты, обогащенные ОВ сапропелевого состава; мощность отложений – 40–50 м;

3) *глинистая (солоховская свита, XIIa Микрофаунистический горизонт)*: чередование аргиллитов и алевролитов темно-серых и черных мощностью до 700 м; в прибрежных зонах – карбонаты мошковой свиты;

4) *сероцветная слабоугленосная (андрияшевская, перекопская, васильковская, луценковская свиты)*: аргиллиты, угленосные прослойки; мощность – до 600 м;

5) *параллическая слабоугленосная верхнебашикирская-московская*: аргиллиты; мощность – 600–1 500 м.

Результаты исследований

В результате исследований выделены перспективные породные комплексы, определен состав ОВ, степень его термического преобразования, выделены конкретные интервалы, перспективные на поиски сланцевой нефти. Перспективные породные комплексы представлены преимущественно аргиллитами, сланцами и черными сланцами, развитыми на разных уровнях стратиграфического разреза девона и карбона северо-западного сектора ДДВ (рисунок 1).



Рисунок 1. – Образец 90XP. Черный сланец.
Св. Хорольская-398, инт. 2641–2657

Основные типы пород:

1. *Черные сланцы и аргиллиты* (шлифы 61НЖ, 64НЖ, 74ЩР–76ЩР, 77АР, 78АР). Характеризируются пелитовой и фитопелитовой структурой, слоистой и сланцеватой текстурой; сложены глинисто-гидроslюдистой массой преимущественно каолинитового состава криптокристаллической структуры коричнево-бурого цвета, обогащенной растительным равномерно рассеянным детритом (до 35–40%), на фоне которой выделяются пятнистые скопления угловатых обломков кварца, полевого шпата, мусковита, единичных зерен хлорита; присутствуют обломки (0,15–0,2 мм) криноидей, часто присутствует глобулярный пирит; тип мацерал: витринит, колодетринит, колотеленит, иногда встречаются остатки битума (рисунки 2–5).

2. *Алевро-аргиллиты* (шлифы 63НЖ, 68БР, 69БР). Имеют алевропелитовую структуру, текстуру взмучивания и сланцеватую; сложены обломками (30–40%) кварца и гидратированной слюды размером до 0,03 мм в глинистом цементе с примесью углестого материала, пиритизированного растительного детрита (5–7%).

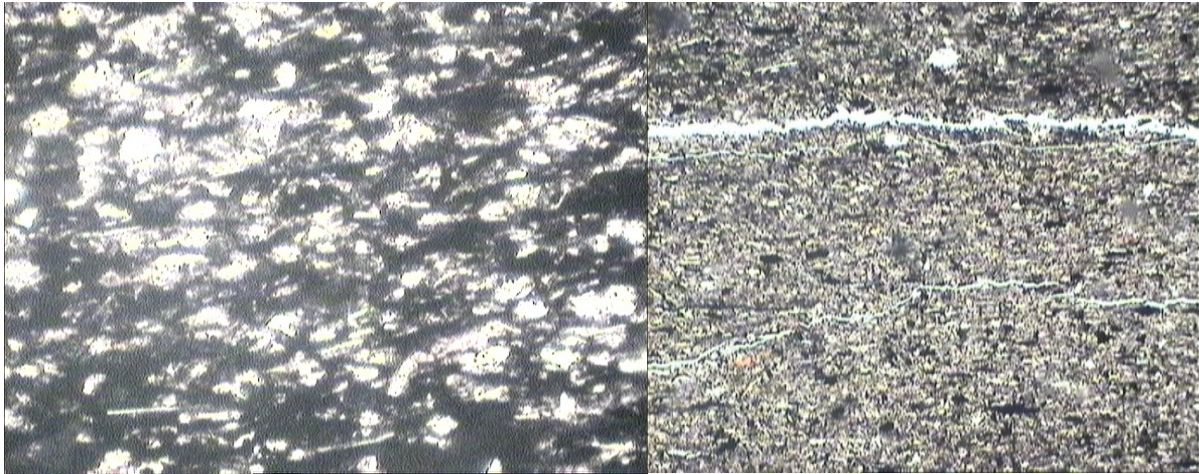


Рисунок 2. – Черный сланец, обогащенный органическим веществом (шлиф 61НЖ), $\times 10$

Рисунок 3. – Черный сланец, обогащенный растительным детритом (шлиф 78АР), $\times 4$

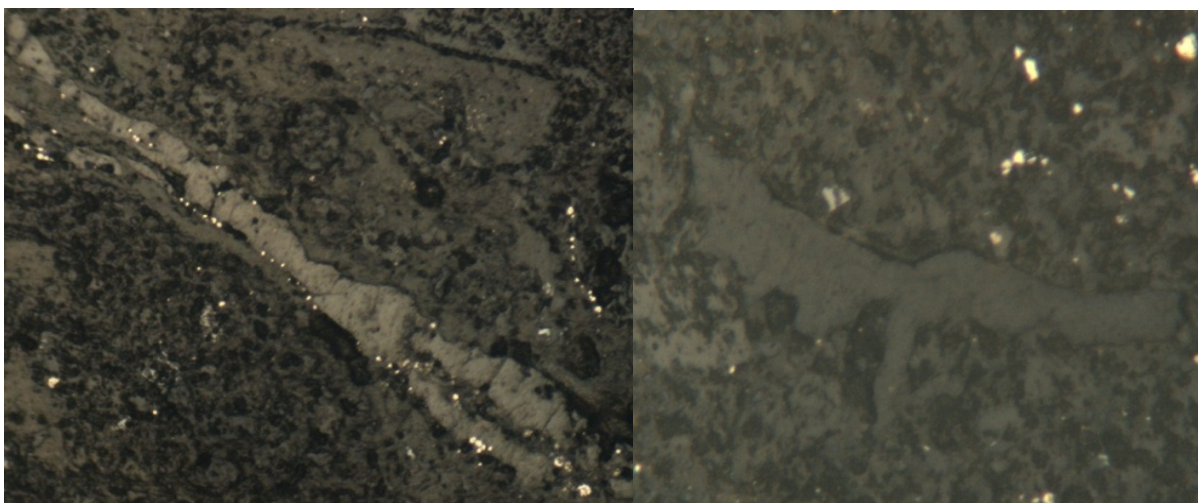


Рисунок 4. – Витродетринит с вкрапленностью пирита (аншлиф 84БК)

Рисунок 5. – Битум в ассоциации с вкрапленностью пирита (аншлиф 85БК)

3. *Алевролиты* (шлифы 60НЖ, 65НЖ). С фитоалевритовой мелкозернистой структурой, тонко-линзовидной слоистой текстурой, сложены обломками размером 0,01–0,025 и 0,025–0,1 мм (до 80%) кварца (20–40%), полевого шпата (до 40%), биотита (до 10%), граната (до 1%), растительного детрита (20–40%), а также землистых агрегатов карбонатов крипнокристаллической структуры (30–35%), микрочешуйчатых агрегатов хлорита, глинисто-гидролюдистых агрегатов, обломков микрокристаллического кремнезема, удлинённых лейст мусковита (1–2%) в поровом и базальном углисто-карбонатном и гидролюдистом (хлорит-гидролюдистом) цементе; растительный детрит мелкий, алевритового размера, бурого и черного цвета, равномерно распределенный по породе; выделяется трещиноватость трех типов: 1) короткие непротяженные вдоль напластования или под острым углом к нему, шириной 0,001–0,002 мм, длиной 0,5–5,0 мм, выполненные гидролюдой (трещины усыхания); 2) вдоль напластования шириной 0,025–0,040 мм; 3) расположенные под большим углом по отношению к напластованию, часто сильно разветвленные (рисунки 6, 7).

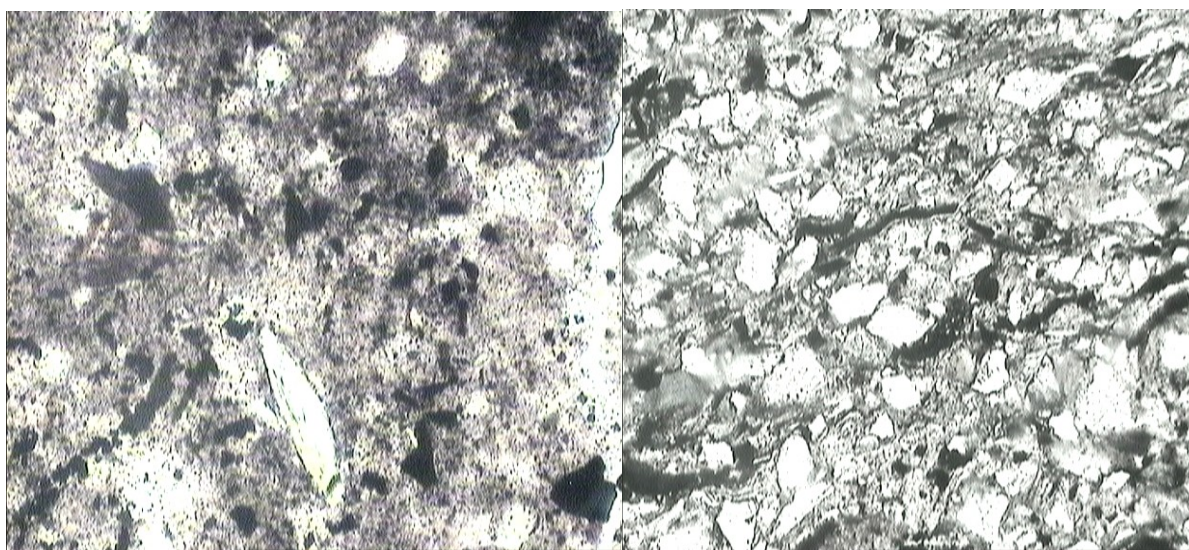


Рисунок 6. – Алевролит, обогащенный растительным детритом (шлиф 63НЖ), ×10

Рисунок 7. – Алевролит с растительным детритом (шлиф 65НЖ), ×4

4. *Известковистые алевролиты и мергели* (шлифы 62НЖ, 66НЖ, 68БР, 69БР). Структура алевропелитовая и алевропсаммитовая, текстура органогенно-детритовая, часто слоистая, порода сложена обломками (0,05–4,00 мм) фауны (криноидей, фузулид и др.) в поровом карбонатном цементе (до 10–15%); растительный детрит присутствует в небольшом количестве (до 1%).

Результаты изучения геохимических особенностей пород, содержания $C_{орг.}$ и других компонентов, термического анализа пород, определения отражательной способности витринита представлены в таблицах 1–3.

Таблица 1. – Геохимические особенности пород северо-западного сектора ДДВ

Скважина	Проба	Интервал	Индекс	Порода	$C_{орг.}, \%$	$H_2O, \%$	$U \cdot 10^{-4}, \%$
Приосевая зона							
Нежинская-338	60НЖ	2799–2815	C_{1s}	Аргиллит	3,21	2,25	4,8
	61НЖ	3075–3090	C_{1v_2}	Аргиллит	7,60	1,49	15,3
	63НЖ	3136	C_{1v_2}	Алевролит	6,76	2,14	5,6
	64НЖ	3138	C_{1v_2}	Аргиллит	8,00	2,27	5,3
	65НЖ	3190–3199	C_{1v_2}	Алевролит	3,17	2,26	2,8
	66НЖ	3235–3242	C_{1v_2}	Алевролит	1,35	0,41	3,0
	67НЖ	3235–3242	C_{1v_2}	Аргиллит	16,63	2,70	11,2

Продолжение таблицы 1

Щуров- ская-10	75ЩР	3179–3186	C _{1v}	Песчаник	2,31	1,06	3,0
	74ЩР	3225–3232	C _{1v}	Аргиллит	3,32	1,53	5,1
Артюхов- ская-13	78АР	4268–4270	C _{1v2}	Аргиллит	6,13	1,31	4,3
	77АР	4302–4309	C _{1v2}	Аргиллит	7,77	1,57	4,5
Рудовская-5	101РД	5042–5044	C _{1v}	Аргиллит	6,41	0,65	3,6
Северный борт – северная прибортовая зона							
Хороль- ская-398	92ХР	2430–2444	C _{1s}	Аргиллит	3,01	0,81	3,6
	91ХР	2579–2591	C _{1v}	Аргиллит	4,16	0,82	3,5
	90ХР	2641–2657	C _{1v}	Аргиллит	5,53	0,89	7,9
Южно- Афанасьев- ская-5	94АФ	2939–2947	C _{1s}	Аргиллит	2,99	<0,05	4,2
	95АФ	3098–3106	C _{1v}	Аргиллит	4,03	<0,05	5,2
	93АФ	3310–3313	C _{1v}	Аргиллит	5,02	0,11	5,3
Южно- Афанасиев- ская-10	98АФ	2797–2809	C _{1s}	Аргиллит	4,18	0,36	4,2
	96АФ	3056–3068	C _{1v}	Аргиллит	3,95	1,06	3,4
	97АФ	3068–3080	C _{1v}	Аргиллит	4,44	0,64	5,5
Южно- Афанасиев- ская-11	99АФ	2889–2900	C _{1s}	Аргиллит	3,54	1,20	3,4
	100АФ	3175–3180	C _{1v}	Аргиллит	4,80	0,64	3,3
Северная прибортовая зона							
Борзнян- ская-303	68БР	2967–2972	D _{3fm}	Аргиллит	–	–	–
	69БР	2996–3003	D _{3fm}	Аргиллит	1,35	0,43	1,9
Кинашев- ская-6	72БР	1979–1982	D _{3fm}	Черный сланец	40,37	4,18	22,2
	71БР	2128–2137	D _{3fm}	Аргиллит	4,43	3,00	3,6
	73БР	2208–2218	D _{3fm}	Алевролит	1,20	0,86	3,6
Ушнянская-1	89УШ	2177–2192	D _{3fm}	Алевролит	1,51	1,15	1,8
	87УШ	2565–2575	D _{3fm}	Аргиллит	2,79	0,66	2,3
	88УШ	2577–2591	D _{3fm}	Аргиллит	2,64	0,64	2,1
Борков- ская-15	84БК	2787–2797,3	D _{3fm}	Аргиллит	1,08	0,49	1,1
	83БК	2827,6–2838	D _{3fm}	Аргиллит	1,15	1,07	2,8
	82БК	2902,8–2915	D _{3fm}	Аргиллит	1,39	1,18	1,8
	81БК	3016–3021	D _{3fm}	Аргиллит	1,72	1,18	2,8
	85БК	3756–3767	D _{3fm}	Аргиллит	2,04	0,09	2,2
Западная прибортовая зона							
Олешнян- ская-2	86БК	2620–2630	D ₂	Аргиллит	1,53	0,99	3,7

Таблица 2.– Результаты термического анализа пород северо-западного сектора ДДВ

Проба	Интервал	Индекс	Порода	<120°C	120–300°C	300–390°C	390–550°C	ТОС, %
Приосевая зона								
Скважина Нежинская-338								
60НЖ	2807–2815	C _{1s}	Аргиллит	0,80948	1,56745	0,19618	2,7488	4,51243
62НЖ	3132	C _{1v2}	Алевролит	0,04313	0,08979	0,05595	0,71391	0,85965
63НЖ	3136	C _{1v2}	Алевролит	2,03944	0,78995	0,39856	4,29682	5,48533
64НЖ	3138	C _{1v2}	Аргиллит	0,94053	1,17661	0,41043	3,21533	4,80237
65НЖ	3190–3199	C _{1v2}	Алевролит	1,83503	0,84335	0,22787	2,70471	3,77593
66НЖ	3235–3242	C _{1v2}	Алевролит	0,05034	0,21732	0,07466	1,12358	1,41556
67НЖ	3235–3242	C _{1v2}	Аргиллит	2,50894	1,60914	0,78269	6,52026	8,91209
Скважина Щуровская-10								
75ЩР	3179–3186	C _{1v}	Песчаник	0,48502	0,37807	0,24388	2,63938	3,26133
74ЩР	3225–3232	C _{1v}	Аргиллит	1,16176	0,55213	0,3055	3,65293	4,51056

Продолжение таблицы 2

Скважина Аргюховская-13								
78АР	4268–4270	C _{1v2}	Аргиллит	0,48257	0,56341	0,19133	3,47464	4,22938
77АР	4302–4309	C _{1v2}	Аргиллит	0,87047	0,54154	0,27004	3,41936	4,23094
Северный борт – северная прибортовая зона								
Скважина Хорольская-338								
92ХР	2430–2444	C _{1s}	Аргиллит	0,55974	0,92171	0,60037	3,59221	5,11429
91ХР	2579–2591	C _{1v}	Аргиллит	1,33266	0,91575	0,60529	4,09238	5,61342
Скважина Южно-Афанасьевская-5								
93АФ	3310–3313	C _{1v}	Аргиллит	1,23056	0,96802	0,58037	3,34895	4,89734
Скважина Южно-Афанасьевская -10								
96АФ	3056–3068	C _{1v}	Аргиллит	1,19322	0,67195	0,51472	2,89293	4,07960
97АФ	3068–3080	C _{1v}	Аргиллит	1,50523	2,07115	0,51613	3,34486	5,93214
Северная прибортовая зона								
Скважина Борзнянская-303								
68БР	2967–2972	D _{3fm}	Аргиллит	0,91629	1,61699	0,48527	2,17265	4,27491
69БР	2996–3003	D _{3fm}	Аргиллит	0,29882	0,10619	0,11476	1,53143	1,75238
70БР	3397–3404	D _{3fm}	Аргиллит	0,5825	1,0952	0,26858	2,51808	3,88118
Скважина Кинашевская-6								
71БР	2128–2137	D _{3fm}	Аргиллит	0,79198	0,59624	0,12336	1,4101	2,12978
73БР	2208–2218	D _{3fm}	Алевролит	0,06596	0,38891	0,17649	1,68443	2,24983
Скважина Ушнянская-1								
89УШ	2177–2192	D _{3fm}	Алевролит	1,48941	1,79369	0,40087	2,7253	4,91986
87УШ	2565–2575	D _{3fm}	Аргиллит	0,90951	1,76804	0,44157	2,32894	4,53855
Скважина Борковская-15								
83БК	2827,6–2838	D _{3fm}	Аргиллит	1,53818	1,44762	0,62042	3,3196	5,38764
Западная прибортовая зона								
Скважина Олешнянская-2								
86БК	2620–2630	D ₂	Аргиллит	1,20379	0,45665	0,25518	2,61867	3,33050

Таблица 3. – Результаты измерения отражательной способности витринита пород северо-западного сектора ДДВ

Скважина	Проба	Интервал	Индекс	Порода	Количество замеров	Среднее
Приосевая зона						
Нежинская-338	60НЖ	2807–2815	C _{1s}	Черные аргиллиты	13	1,98
	65НЖ	3138	C _{1v2}	Аргиллит	23	1,15
Щуровская -10	76ЩР	3173–3179	C _{1v}	Аргиллит	23	1,15
	75ЩР	3179–3186	C _{1v}	Песчаник	13	1,10
Аргюховская-13	78АР	4268–4270	C _{1v2}	Аргиллит	10	1,70
	77АР	4302–4309	C _{1v2}	Аргиллит	16	0,95
Рудовская-3	101РД	5042–5044	C _{1v}	Аргиллит	37	1,47
Северный борт и прибортовая зона						
Хорольская-338	92ХР	2430–2444	C _{1s}	Аргиллит	27	1.46
	90ХР	2641–2657	C _{1v}	Аргиллит	33	0.70
Южно-Афанасьевская-5	94АФ	2939–2947	C _{1s}	Аргиллит	32	1.00
	95АФ	3098–3106	C _{1v}	Аргиллит	31	1.08
	93АФ	3310–3313	C _{1v}	Аргиллит	29	1.21
Южно-Афанасьевская-10	98АФ	2797–2809	C _{1s}	Аргиллит	34	0.95
	96АФ	3056–3068	C _{1v}	Аргиллит	43	1.05
	97АФ	3068–3080	C _{1v}	Аргиллит	46	1.03

Продолжение таблицы 3

Южно-Афанасьевская-11	99АФ	2889–2900	C _{1s}	Аргиллит	37	1.08
	100АФ	3175–3180	C _{1v}	Аргиллит	46	1.06
Северная прибортовая зона						
Ушнянская-1	89УШ	2177–2192	D _{3fm}	Алевролит	51	0,80
Борковская-15	84БК	2787–2797,3	D _{3fm}	Аргиллит	30	0.76
	83БК	2827,6–2838	D _{3fm}	Аргиллит	21	1.07
	81БК	3016–3021	D _{3fm}	Аргиллит	25	1.11
	85БК	3756–3767	D _{3fm}	Аргиллит	4	1.10

Из полученных результатов видно, что в северо-западном секторе ДДВ широко развиты сланцевые комплексы, которые характеризуются высоким содержанием ОВ (R_o 0,8–1,9), имеют прямые признаки нефтеносности, т.е. соответствуют критериям, присущим породам известных сланцевых бассейнов мира с промышленной нефтеносностью нетрадиционного типа. Это свидетельствует о высокой перспективности северо-западного сектора ДДВ в отношении залежей сланцевой нефти. Анализ материалов бурения и переинтерпретация материалов геофизических исследований скважин дали возможность выделить конкретные интервалы на конкретных объектах этой части ДДВ.

Выводы

В северо-западной части ДДВ выделен ряд породных комплексов и площадей, перспективных в отношении залежей сланцевой нефти, среди которых особо нужно выделить такие:

1) визейская толща черных углефицированных аргиллитов Нежинской площади (осевая зона), которая на глубине 4 268–4 309 м вскрыта скважиной Артюховская-13 (мощность 41 м; содержание ОВ – 4,23%, $C_{орг.}$ – 6,13–7,77%, R_o – 0,95–1,70; пористость – 0,7–2,2%);

2) серпуховская толща аргиллитов Хорольской площади (северный борт – северная прибортовая зона), которая на глубине 2 885–3 068 м вскрыта скважинами Афанасьевская-5, -11 (мощность 42–183 м; содержание $C_{орг.}$ – 2,99–3,54%, R_o 1,00–1,08; пористость – 8,0–8,2);

3) визейская толща аргиллитов Хорольской площади (северный борт – северная прибортовая зона), которая на глубине 2 636–3 376 м вскрыта скважинами Хорольская-398, Афанасьевская-5, -10 (мощность 42–115 м; содержание ОВ – 4,08–5,93%, $C_{орг.}$ – 3,5–5,53%, R_o –1,03–1,74; пористость – 10,5%);

4) фаменская толща аргиллитов Кинашевской площади (северная прибортовая зона), которая на глубине 2 102–3 019 м вскрыта скважинами Борзнянская-303, Кинашевская-6, Ушнянская-1, Борковская-15 (мощность 23–124 м, содержание ОВ – 1,75–5,39%, $C_{орг.}$ – 1,15–4,43%, R_o – 1,07; пористость –3,2–8,9%).

Общие ресурсы сланцевой нефти Восточного НГР по аналогии с формацией Баккен предварительно оцениваются в 2,0–2,5 млрд бар. (280–350 млн т). Вероятно, перспективные сланцевые толщи и структуры продолжают на территорию Республики Беларусь, где в Припятском прогибе известны их возрастные и породные аналоги. Это обуславливает необходимость постановки общих со специалистами Республики Беларусь тематических исследований девонских и карбоновых сланцевых формаций зоны стыка ДДВ и Припятского прогиба. В данное время предполагается, что поиск запасов сланцевой нефти и газа будет проводиться на участке №7 «Притокский» Припятского бассейна. Для поисковых работ определена территория площадью 580 км², расположенная между Золотухинским и Южно-Осташковичским нефтяными месторождениями в Гомельской области.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Атлас родовищ нефти і газу України : в 6 т. / редкол. : М. М. Іванюта [и др.]. – Львов : Центр Европы, 1998. – Т. 1. – 494 с.
2. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Методика изучения глубинных структур и нефтегазоносности / редкол.: В. К. Гавриш [и др.]. – Киев : Наукова думка, 1987.
3. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / редкол.: Б. П. Кабышев [и др.]. – Киев : Наукова думка, 1989. – 170 с.
4. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / редкол.: Г. И. Вакарчук [и др.]. – Киев : Наукова думка, 1989. – 170 с.
5. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / редкол.: В. К. Гавриш [и др.]. – Киев : Наукова думка, 1989. – 208 с.
6. Гурский, Д. С. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины / Д. С. Гурский [и др.] // Мінеральні ресурси України. – 2010. – № 3. – С. 3–8.
7. Лебідь, В. Облямування схилів виступів фундаменту – перспективний об'єкт пошуку вуглеводнів на Роменсько-Охтирській ділянці / В. Лебідь // Геолог України. – 2010. – № 3. – С. 49–56.
8. Лукин, А. Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах / А. Е. Лукин. – Киев : Наукова думка, 1997. – 219 с.
9. Лукин, А. Е. Концепция главных фаз нефте- и газообразования в свете современных представлений о зональности нафтидообразования / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2007. – № 4. – С. 17–30.
10. Лукин, А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 1: Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2010. – № 3. – С. 17–32.
11. Лукин, А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 2: Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Вольно-Подоллии и Северо-Западном Причерноморье / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2010. – № 4. – С. 7–24.
12. Лукин, А. Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена / А. Е. Лукин // Геол. журн. – 2011. – № 1. – С. 21–41.
13. Лукін, О. Ю. Девон Дніпровсько-Донецького авлакогену (тектоно-седиментаційні комплекси, формації, генетичні типи відкладів та літогеодинаміка) / О. Ю. Лукін // Геол. журн. – 2006. – № 2. – С. 26–48.
14. Лукін, О. Ю. Про роль глибинних і надглибинних флюїдів у нафтогазоутворенні / О. Ю. Лукін, Ю. І. Піковський // Геол. журн. – 2004. – № 2. – С. 21–33.
15. Михайлов, В. Сланцева нафта і технології її видобутку / В. Михайлов, В. Гулій, М. Гладун // Геолог України. – 2013. – № 2. – С. 71–81.
16. Михайлов, В. А. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности окраинных районов северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины / В. А. Михайлов, Н. С. Дудников // Весн. Брєсц. ун-та. Сер 5. Хім. Біял. Навукі аб зямлі. – 2013. – № 2. – С. 79–84.
17. Михайлов, В. А. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Болтиської западини / В. А. Михайлов, В. М. Загнітко, Л. С. Михайлова // Зб. наук. пр. ін-ту Тутковського. – Київ, 2011. – С. 23–29.
18. Михайлов, В. А. Перспективи нафтогазоносності імпактних структур Українського щита / В. А. Михайлов, П. М. Чепіль // Геолог України. – 2012. – № 1–2. – С. 72–82.

19. Михайлов, В. А. Перспективи відкриття в Україні нетрадиційних родовищ нафти, пов'язаних зі сланцевими і флішевими відкладами / В. А. Михайлов [та ін.] // Нафтогазова промисловість. – 2012. – № 1. – С. 55–59.
20. Михайлов, В. А. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини / В. А. Михайлов [та ін.] // Геолог України. – 2011. – № 2. – С. 51–58.
21. Новосилецкий, Р. М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины / Р. М. Новосилецкий. – М. : Недра, 1975. – 228 с.
22. Andrews, A. Oil Shale: History, Incentives and Policy / A. Andrews // Congressional Research Service. – 2006.
23. Bakken: Making waves from Bismarck to Brisbane // Reservoir Solutions. – 2011. – March–May. – Vol. 14, № 1. – P. 1–8.
24. Francu, J. A study on the EU oil shale industry viewed in the light of the Estonian experience / J. Francu [et al.] // A report by EASAC to the Committee on Industry, Research and Energy of the European Parliament. – European Academies Science Advisory Council, May, 2007.
25. Exshaw / Bakken Shale Oil Resource Play. – Vecta Oil & Gas Ltd. – March, 2011.

Рукапіс паступіў у рэдакцыю 16.03.2015

Mykhailov V., Chepil P., Gladun M. The Perspectives of Shale Oil of the North-Western Part of the Dnieper-Donetsk Depression

Based on the original studies of natural systems in north-western part of the Dnieper-Donets basin, the article outlines the issues of so called “shale oil” occurrence potential in its Paleozoic deposits, that is recovered in certain shale basins of the world (Bakken formation in Willowstone basin in the United States, Paris basin in France, Bazhenov formation in Siberia, etc.); promising oil and gas bearing intervals are identified in specific areas, and the possibility of the continuation of prospective structures and strata in the territory of Belarus Republic is demonstrated.