ISSN 1561-8323 (Print)
ISSN 2524-2431 (Online)

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

EARTH SCIENCES

УДК 551.243(476.2)
https://doi.org/10.29235/1561-8323-2026-70-5-399-405

Поступило в редакцию 29.07.2026
Received 29.07.2026

Я. Г. Грыбік

Інстытут прыродакарыстання Нацыянальнай акадэміі навук Беларусі, Мінск, Рэспубліка Беларусь
вул. Ф. Скарыны, 10, 220076, Мінск, Рэспубліка Беларусь

ГЕАЛАГІЧНЫ ФЕНОМЕН ІЗАЛЯВАНАГА БЛОКУ ЦІШКАЎСКАГА РАДОВІШЧА НАФТЫ ПРЫПЯЦКАГА ПРАГІНУ

(Прадстаўлена акадэмікам А. А. Махначом)

Аннотация. Обнаруженный в 2012 г. в районе Речицко-Вишанского разлома в пределах Тишковского месторождения нефтенасыщенный блок представляет собой геологическое явление, обусловленное временем и стадией формирования нефтеносных месторождений в Припятской впадине. На основе комплексного анализа геологических и геофизических данных, материалов сейсмических, промышленных, геодинамических и флюидно-динамических исследований обоснована связь блока с более широким межсолевым нефтеносным месторождением, существовавшим в конце герцинского яруса. В процессе геотектонического развития отделившаяся часть под воздействием геотектонических и голокинетических процессов переместилась в изолированное положение в зону субдукции с образованием аномально высокого пластового давления в коллекторах.

Ключевые слова: тектонический блок, региональный разлом, смещение нефтеносного месторождения, аномальное пластовое давление

Для цитирования. Грыбік, Я. Г. Геалагічны феномен ізаляванага блока Цішкаўскага радовішча нафты Прыпяцкага прагіну / Я. Г. Грыбік // Доклады Национальной академии наук Беларуси. – 2026. – Т. 70, № 5. – С. 399–405. https://doi.org/10.29235/1561-8323-2026-70-5-399-405

Ya. G. Gribik

Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus
10, F. Skorina Str., 220076, Minsk, Republic of Belarus

THE GEOLOGICAL PHENOMENON OF THE ISOLATED BLOCK OF THE TISHKOVSKY OIL FIELD OF THE PRIPYAT TROUGH

(Communicated by Academician Anatoly A. Makhnach)

Abstract. The oil-saturated block identified in 2012 in the Rechitsko-Vishansky fault area within the Tishkovsky field is a geological phenomenon attributable to the timing and stage of oil-deposit formation in the Pripyat trough. Based on a comprehensive analysis of geological and geophysical data, materials from seismic, industrial, geodynamic, and fluid dynamics studies, the block is associated with a broader inter-salt oil deposit that existed at the end of the Hercynian stage. In the process of geotectonic development, the separated part moved under the influence of geotectonic and halokinetic processes in an isolated position into the subduction zone with the creation of abnormally high formation pressure in the reservoirs.

Keywords: tectonic block, regional fault, displacement of oil deposits, abnormal reservoir pressure

For citation. Gribik Ya. G. The geological phenomenon of the isolated block of the Tishkovsky oil field of the Pripyat trough. *Doklady Natsional'noi akademii nauk Belarusi = Doklady of the National Academy of Sciences of Belarus*, 2026, vol. 70, no. 5, pp. 399–405 (in Belarussian). https://doi.org/10.29235/1561-8323-2026-70-5-399-405

© Грибик Я. Г., 2026

Увядзенне. Для любога нафтагазаноснага рэгіёна асноўныя пытанні напрамку і эфектыўнасці работ групуюцца ў контуры двух важных пытанняў, якія ўключаюць:

геалагічныя і палеатэктанічныя ўмовы фарміравання пастак і пакладаў вуглевадародаў;

размеркаванне пачатковых флюідальных пластавых ціскаў у рэзервуарах чахла Прыпяцкага прагіну.

Дэталёвыя ўмовы па вывучэнні вышэйпералічаных фактараў з'яўляюцца вельмі важнымі для выяўлення эвалюцыі агульнага геалагічнага развіцця і, у прыватнасці, часу фарміравання пакладаў вуглевадародаў.

Час фарміравання пакладаў вуглевадародаў (ВВ) у Прыпяцкім прагіне без прывязкі да іх крыніц (у папярэдні перыяд у якасці асноўной крыніцы разглядалася седыментацыйна-арганічнае рэчыва, якое прайшло стадыі генерацыі і акумуляцыі) прымаўся як канец палеазойскай эры – перыяду завяршэння рыфтагеннага этапу, да маладзейшага этапу – пермска-мезазойскага. Усе гэтыя варыянты, у святле якіх з'яўляюцца новыя даныя, дэталізаваліся з новымі супярэчлівымі абставінамі, абумоўленымі тым, што за апошні перыяд былі выяўлены паклады нафты, якія не ўпісваюцца ў такую эвалюцыйную схему. Другім важным элементам аналізаванай сітуацыі з'яўляецца характар размеркавання энергетычных, а таксама пластавых умоў у флюіданасычаных рэзервуарах асадкавага чахла. Энергетычны стан флюіду ў пластавых умовах характарызуецца вертыкальным градыентам пластавога ціску, як супастаўленне велічыні пластавога ціску да глыбіні залягання на 100 м глыбіні. Для флюіданасычаных рэзервуараў Прыпяцкага прагіну, якія не падвяргаліся геатэктанічным пераўтварэнням, градыент пластавога ціску змяняецца ад 1,01 да 1,28 МПа/100 м [1].

У наступным этапе важную ролю ў геадынамічных працэсах адыгрывае геафлюідадынаміка як адзіны геалагічны працэс. Пры гэтым геафлюідадынаміка з'яўляецца адзіным узаемазвязаным элементам геалагічнага працэсу. Па выкананых даследаваннях асноўных фактараў узнікнення анамальна высокіх пластовых ціскаў (АВПЦ) флюідаў у рэзервуарах перадгорных прагінаў і басейнах платформенных рэгіёнаў [2] каэфіцыент анамальнасці (градыент пластавага ціску) складае 1,29–1,30. Пры гэтым стварэнне АВПЦ абгрунтоўваецца геафлюідальна-седыментацыйнымі працэсамі з вертыкальнымі флюідальнымі сувязямі і не звязваецца з флюіданасычэннем рэзервуараў.

Флюіданасычаныя рэзервуары, якія падчас геалагічнай эвалюцыі знаходзіліся ў стане ізаляванасці і якія зведалі гіпсаметрычнае перасоўванне (пераважна апусканне), характарызуюцца анамальна высокім пластовым ціскам з каэфіцыентам анамальнасці пластавага ціску 1,3 і больш. Такія рэзервуары ў Прыпяцкім прагіне ўстаноўлены ў верхнесаляносным комплексе, а таксама ў міжсалявым і падсалявым комплексах у раёне апушчаных паўднёвых крылаў рэгіянальных тэктанічных разломаў, пераважна ў паўночнай частцы Прыпяцкага прагіну.

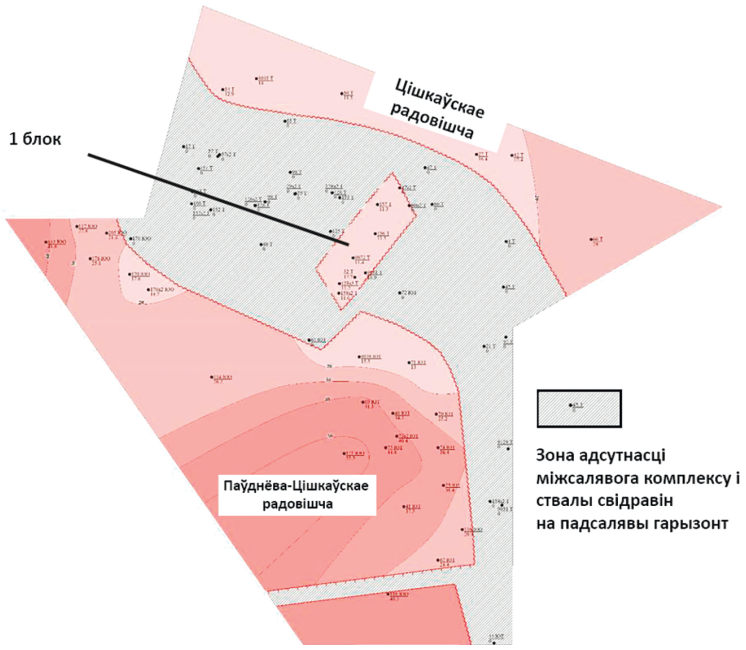
Матэрыялы і метады даследавання. На ранніх этапах даследаванняў для вывучэння флюідадынамічных умоў перспектыўных рэзервуараў дэвонскіх адкладаў Прыпяцкага прагіну аналізаваліся геолага-геафізічныя матэрыялы ў раёне Рэчыцка-Вішанскага рэгіянальнага разлома, а таксама Чырвона-Слабодска-Маладушынскага і Паўночнага краявога разломаў [3; 4]. Былі выкарыстаны геалагічныя даныя па аналізе контураў адсутнасці міжсалявога комплексу ў зоне буйнаамплітудных разломаў па сейсмічных даследаваннях па метадзе 2D, вынікі свідравання пошукавых, разведачных эксплуатацыйных свідравін у межах нафтавых пакладаў і блізкіх участкаў, а таксама вынікі даследаванняў гідрадынамічных параметраў пры выпрабаванні і выпрацоўцы пакладаў нафты.

Новыя даныя апошніх гадоў па вывучэнні геалагічнай будовы нетраў у раёне буйных радовішчаў Прыпяцкага прагіну ўносяць істотнае ўяўленне аб асаблівасцях іх геалагічнага развіцця. Значным крокам у пазнанні геалагічных асаблівасцей Прыпяцкага прагіну з'яўляюцца геолага-геафізічныя даныя, атрыманыя па выніках аб'ёмнай сейсмаразведкі метадам 3D, якія былі выкананы РУП «ВА «Беларуснафта» пры здымцы ў раёне буйных радовішчаў і ў прыватнасці Асташкавіцкага куба (завершана здымка ў 2023 г.).

Сярод прычынна-следчых абставін у дачыненні да аналізаванага варыянту тлумачэння прычын зоны адсутнасці міжсалявога комплексу (ЗАМК) у раёне тэктанічнага рэгіянальнага разлома найбольш абгрунтаванымі былі раннія ўяўленні [3; 5; 6]. У гэтых умовах асноўная роля адводзілася тэктанічнаму фактару, які меў вызначальную ролю ў тэктанічным раздзяленні між-

салявога аб'екта з наступным апусканнем яго па разломе ў апушчанае крыло. Істотным дадаткам для высвятлення абставін фарміравання флюіданасычаных рэзервуараў з АВПЦ з'яўляецца працэс усебаковага запячатвання флюіданасычанага рэзервуара з пачатковым нармальным градыентам пластавага ціску з павелічэннем яго значэнняў да АВПЦ за кошт геастатычнага ўзрастання горнага ціску і яго ўздзеяння на поравы флюід пагружанага паклада.

Вынікі і іх абмеркаванне. У 2012 г. у працэсе бурэння эксплуатацыйнай свідравіны на падсалявы сямілуцкі гарызонт свідравіны Цішкаўская 60n2 у шырокай зоне меркаванай адсутнасці міжсалявых адкладаў быў нечакана выкрыты прамежкавы I блок Цішкаўскага радовішча. Нечаканасць заключалася ў тым, што гэты блок памерамі 0,4 × 0,9 км размяшчаўся ў зоне адсутнасці міжсалявых адкладаў і характарызаваўся апусканнем яго ў паўднёва-ўсходнім напрамку пад вуглом 42 градуса ў прамежку паміж ствалами на падсалявы комплекс эксплуатацыйных свідравін (іл. 1).



Іл. 1. Цішкаўскае, Паўднёва-Цішкаўскае радовішчы нафты. Карта таўшчынь петрыкаўскага гарызонту міжсалявога комплексу (па матэрыялах РУП «ВА «Беларуснафта»)

Fig. 1. Tishkovskoye and Paydneva-Tishkovskoye oil fields. Thickness map of the Petrykivka horizon of the intersalt complex (based on materials from the Republican Unitary Enterprise "PO Belorusneft")

Контуры ўстаноўленага блока абмяжоўваліся вынікамі бурэння свідравін на падсалявы комплекс з заходняга (свідравіны 47, 124, 128, 29, 40, 125), паўночнага (свідравіны 4, 60) і усходняга (свідравіны 45, 73) боку.

Пры выпрабаванні свідравіны 60n2 у працэсе бурэння задонскіх адкладаў з інтэрвалу 3433–3490 м (абс. адзн. –(3127,11–3181,8) м) быў атрыманы прыток нафты дэбітам 300 м^3/сут. Паклад нафты ялецкага і задонскага гарызонтаў I блока Цішкаўскага радовішча быў адкрыты ў 2012 г. гэтай свідравінай, у якой пры выпрабаванні ў эксплуатацыйнай калоне інтэрвалу 2756–2765 м (–(2617–2626) м) атрыманы фантанны прыток нафты дэбітам 63,2 т/сут. Аб нечаканасці выяўлення I блока Цішкаўскага радовішча сведчыць тое, што ўчастак, у межах якога праектавалася бурэнне ствала свідравіны 60n2, уяўляў сабой тэрыторыю з адсутнасцю міжсалявых адкладаў і дзе не чакалася ўскрыццё міжсалявога блока таксама і па выніках прабураных раней свідравін на падсалявы комплекс.

Выяўлены міжсалявы блок ізаляваны з усіх бакоў саляноснымі адкладамі, аб чым сведчаць прабураныя эксплуатацыйныя свідравіны на падсалявыя паклады, а таксама пачатковы высокі пластавы ціск. У эксплуатацыйнай калоне свідравіны 60n2 па стане на 25.04.2012 пластавы ціск склаў 50,14 МПа на глыбіні 3431 м, што адпавядае градыенту пластавога ціску 1,52. Гэта сведчыць аб поўнай ізаляванасці блока не толькі ў сучасны перыяд, а таксама і ў перыяд яго палеа-

пагружэння ў лебядзянскі этап. Фенаменальнасць устаноўленага I блока Цішкаўскага радовішча заключаецца ў наступным:

размяшчэнне міжсалявога прадуктыўнага карбанатнага вузкага блока сярод саляносных фармацый у выглядзе аддзеленага ўчастка ад асноўнай паклады паўночнага крыла;

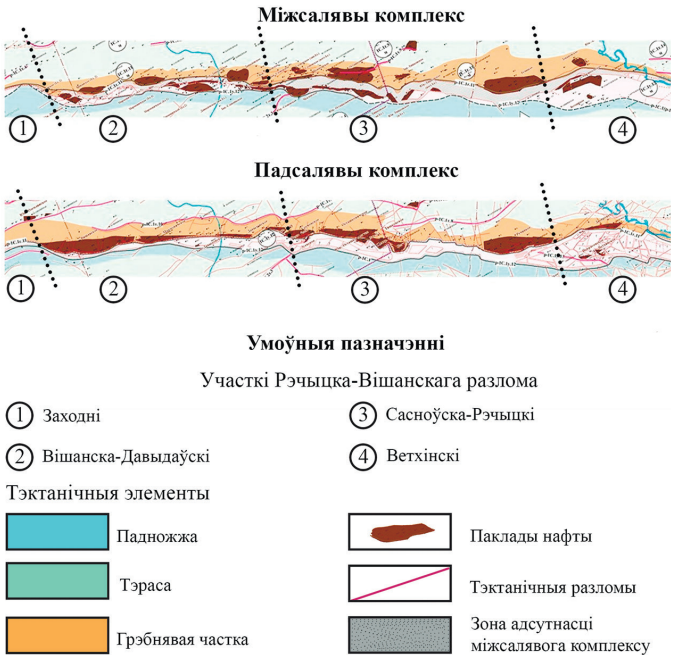
нафтанасычанасць рэзервуара блока, які не мае сучаснага кантакту з іншымі несаляноснымі пародамі;

анамальна высокі ціск флюіду ў пластах I блока.

Гэтыя новыя даныя дазваляюць выкарыстоўваць устаноўленыя асаблівасці для аналізу фарміравання і іншых пакладаў нафты, вызначаных у раёне апушчанага паўднёвага крыла Рэчыцка-Вішанскага разлома і магчыма іншых рэгіянальных разломаў Прыпяцкага прагіну.

У пачатковы перыяд геолагаразведачных работ пасля ўстанаўлення прамысловай нафтаноснасці дэвонскіх адкладаў у Прыпяцкім прагіне пытанне фарміравання пакладаў нафты вызначалася па ўмовах генезісу і фарміравання іх з біягенных пазіцый, якія ўключаюць розныя варыянты пераўтварэння арганічнага рэчыва як крыніцы пакладаў нафты [7; 8]. У працэсе наступнага вывучэння вызначылася, што гэтая ідэя не тлумачыла такія пытанні, як прымеркаванасць нафты да глыбінных рэгіянальных разломаў, дыферэнцыраванае размеркаванне пакладаў нафты па тэрыторыі рэгіёна, характар размеркавання пластавых ціскаў флюідаў, а таксама генезіс крыніц ВВ у замкнёных саляносных рэзервуарах. Вырашэнне гэтых пытанняў рабілася ў працэсе аналізу і абагульнення вынікаў вывучэння Прыпяцкага прагіну ў розных аспектах. З геолага-тэктанічных пазіцый пытанне аб алахтонным характары выяўленых частак разрэзу міжсалявога комплексу ў раёне буйнаамплітудных тэктанічных разломаў абгрунтоўвалася даследаваннямі па канфігурацыі краёвай паверхні міжсалявога комплексу на прыпаднятых і апушчаных крылах разлома ўздоўж Рэчыцка-Вішанскага рэгіянальнага разлома. З гэтых пазіцый Рэчыцка-Вішанскі разлом прадастаўляе вельмі важную інфармацыю аб тэктоніцы рэзервуараў дэвонскага комплексу Прыпяцкага прагіну.

Рэчыцка-Вішанскі рэгіянальны разлом з'яўляецца асноўным тэктанічным элементам Паўночнай часткі Прыпяцкага прагіну і мае працягласць да 230 км. У раёне разлома ўстаноўлены 23 радовішчы нафты і 2 радовішчы нафтакандэнсату. На працягу разлома ў міжсалявым і падсалявым комплексах вылучаюцца з захаду на ўсход наступныя 4 участкі – Заходні, Вішанска-Давыдаўскі, Сасноўска-Рэчыцкі і Ветхінскі (іл. 2).



Іл. 2. Фрагмент Рэчыцка-Вішанскага разлома. Размеркаванне радовішчаў нафты і элементаў тэктанічнай будовы ў раёне разлома

Fig. 2. Fragment of the Rechitsa-Vishansky fault. Distribution of oil fields and tectonic elements in the fault area

Выдзеленыя чатыры ўчасткі ў раёне Рэчыцка-Вішанскага разлома па зоне адсутнасці міжсалявога комплексу характарызуюцца шырынёй ад 2–3 км (Сасноўска-Рэчыцкі ўчастак) да поўнай адсутнасці такой зоны (Заходні ўчастак) (табліца). Шырыня ніжэй залягаючага ўступа прыступкі падсалявога комплексу змяняецца ад 0,5–4,0 км (Заходні ўчастак) да 4,0–7,0 км на ўсходзе (Ветхінскі ўчастак).

Параметры зоны адсутнасці міжсалявога комплексу і ўступа прыступкі падсалявога комплексу Рэчыцка-Вішанскага разлома

Parameters of the zone of absence of the intersalt complex and the ledge of the step of the subsalt complex of the Rechitsa-Vishansky fault

Комплекс Complex	Параметр, км Parameter, km	Участак Plot			
		1	2	3	4
Міжсалявы Зона адсутнасці комплексу	Працягласць участка	80	50	55–60	40
	Шырыня зоны	адсутнічае	1–1,5	2–3	0,5–1,0
Падсалявы Уступ прыступкі	Працягласць участка	> 60	50	55–60	40
	Шырыня ўступа	0,5–4,0	0,5–5,0	1,5–4,0	4–7

З а ў в а г а. Участкі: 1 – Заходні, 2 – Вішанска-Давыдаўскі, 3 – Сасноўска-Рэчыцкі, 4 – Ветхінскі.
N o t e. Sectors: 1 – Zakhodny, 2 – Vishansk-Davydauski, 3 – Sasnousk-Rechytski, 4 – Vetkhinski.

Шляхам геалагічнага аналізу пластова-энергетычных характарыстык пакладаў нафты на ўчастку 3 (Сасноўска-Рэчыцкі) паўночнага крыла (Сасноўскае радовішча) і паўднёвага апушчанага крыла (Паўднёва-Сасноўскае радовішча) [3] установлена наступнае. У межах паўночнага крыла ў міжсалявых адкладах Сасноўскага радовішча пласты ціск складае 36,4 МПа на глыбіні 2800 м (градыент 1,29). На апушчаным крыле на Паўднёва-Сасноўскім радовішчы першапачатковы пласты ціск складаў 51,0–52,0 МПа на глыбіні 3450 м (градыент 1,48–1,50). Дадатковы пласты ціск на флюід апушчанага крыла за кошт геастатычнай нагрузкі парод таўшчынёй 650 м і сярэдняй шчыльнасці парод 2,5 г/см^3 складае 16,2 МПа. Дадаўшы да пластавага ціску паўночнага крыла дадатковы ціск, які ствараецца за кошт геастатычнай нагрузкі ў апушчаным крыле, атрымаем разліковы ціск 52,6 МПа на глыбіні 3450 м (градыент 1,51), што блізка да замеранага пластавага ціску. Такім чынам можна выказаць здагадку, што АВПЦ у апушчаных крылах абумоўлены зрушэннем адчлененых частак разрэзу з пакладам нафты ў больш нізкае гіпсаметрычнае становішча і стварэннем дадатковай геастатычнай нагрузкі на пласты флюід ва ўмовах усебаковай ізаляванасці блока саляноснымі адкладамі.

Аналагічныя разлікі, выкананыя для апушчаных і прыпаднятых крылаў Асташкавіцкай і Паўднёва-Асташкавіцкай, Рэчыцкай і Краснасельскай, Аляксандраўскай і Паўднёва-Аляксандраўскай, а таксама Барсукоўскай плошчаў, сведчаць аб тым, што блокі з АВПЦ з'яўляюцца перамешчанымі часткамі, аддзеленымі ад карэннага залягання і апушчанымі падчас тэктанічнага галакінезу па разломе. Рэалізацыя такога працэсу шляхам фарміравання новых нестандартных тыпаў пастак нафты толькі па выніках аналізу саляносных фармацый Прыпяцкага прагіну прагназавалася і раней [9].

Падсалявы комплекс пераносіць іншыя геадынамічныя ўздзеянні, бо гэтая частка ў раёне буйнаамплітудных разломаў з'яўляецца уступам прыступкі, што апускаецца сумесна з агульным блокам па нахіле рэгіянальнага разлома на глыбіню, якая адпавядае амплітудзе тэктанічнага разлома. Такія ўчасткі, як асобныя блокі, установлены на ўсход ад прааналізаванага Паўднёва-Сасноўскага радовішча ў межах Вугальскага, Ветхінскага, Някрасаўскага нафтавых радовішчаў. Пачатковыя пластавыя ціскі ў свідравінах, якія выявілі паклады нафты ў варонежскім і семілукскім гарызонтах, мелі градыенты ад 1,35 да 1,55, што характарызуе гэтыя блокі як ізаляваныя, якія падвергліся агульнаму седыментацыйнаму апусканню з пакладам нафты і фарміраваннем АВПЦ за кошт геастатычнага ўздзеяння на ізаляваныя рэзервуары.

Пры гэтым варта адзначыць, што перамешчаныя ад карэннага залягання паклады міжсалявога комплексу характарызуюцца больш высокім градыентам пластавага ціску, які складае

больш за 1,5, у той час як у рэзервуарах падсалявога комплексу гэтая велічыня менш за 1,5. Гэта тлумачыцца больш высокай ізаляванасцю міжсалявых рэзервуараў адкладамі галітавых пластоў верхнесаляноснай і ніжнесаляноснай тоўшчаў, што забяспечвае прамую геастатычную нагрузку на рэзервуар без энергетычных эвалюцыйных страт.

Заключэнне.

Асноўныя вынікі, атрыманыя па І блоку Цішкаўскага радовішча, заключаюцца ў наступным:

міжсалявы блок з пакладам нафты ўяўляе сабой фрагмент аддзеленай часткі ад больш вялікага міжсалявога пакладу Цішкаўскага радовішча, які быў падвергнуты працэсу геатэктанічнага перамяшчэння ў паўднёвае крыло да канца герцынскага этапу рыфтагенезу па Рэчыцка-Вішанскім рэгіянальным тэктанічным разломе;

да перыяду палеатэктанічнага раздзялення і перамяшчэння блока міжсалявая нафтавая пастка ўжо змяшчала паклад нафты, гэта сведчыць аб тым, што фарміраванне пакладаў нафты міжсалявога комплексу Прыпяцкага прагіну завяршылася да канца фаменскага часу позняга дэвона;

у працэсе наступнага меза-кайназойскага этапу геалагічнага развіцця адчленены блок Цішкаўскага радовішча, а таксама іншыя перамешчаныя ўчасткі на апушчаным крыле ўздоўж Рэчыцка-Вішанскага разлома не былі падвергнуты тэктанічнай разгерметызацыі, гэта прывяло да фарміравання ў пакладах флюіду з анамальна высокім пластавым ціскам;

прагнастычным крытэрыем устанаўлення рэзервуараў, якія зведалі эвалюцыю геалагічнага раздзялення і тэктанічнай ізаляванасці ў адкладах падсалявога, міжсалявога і верхнесалявога дэвонскіх комплексаў Прыпяцкага прагіну, з'яўляецца насычанасць іх флюідамі з анамальна высокім пластавым ціскам.

Выяўленне апісанага працэсу фарміравання пакладаў нафты з анамальна высокім пластавым ціскам флюідаў у раёне рэгіянальных тэктанічных разломаў Прыпяцкага прагіну адкрывае напрамак ацэнкі перспектыў нафтаноснасці новых тэрыторый, што будзе спрыяць павышэнню эфектыўнасці геолагаразведачных работ.

Падзякі. Праца выканана ў рамках ДПНД «Прыродныя рэсурсы і навакольнае асяроддзе» падпраграма 10.4 «Беларускія нетры» на 2021–2025 гг., НДП 2 «Тэктоніка і эвалюцыя асноўных глыбінных структур Беларусі з улікам найноўшых геолага-геафізічных даных у сувязі з мінерагенічным прагнозам» і пад чулым навуковым суправаджэннем акадэміка Р. Г. Гарэцкага.

Acknowledgements. This work was carried out within the framework of the State Scientific and Technical Program "Natural Resources and the Environment" (Subprogram 10.4 "Belarusian Subsoil") for 2021–2025, specifically Research Project 2 ("Tectonics and evolution of the major deep-seated structures of Belarus, incorporating the latest geological and geophysical data for the purpose of mineragenic forecasting"), and under the expert scientific guidance of Academician R. G. Garetsky.

Спіс выкарыстаных крыніц

1. Грибик, Я. Г. Динамика пластовых давлений в девонских нефтеносных комплексах северной части Припятского прогиба, находящихся в зоне влияния разрабатываемых залежей нефти / Я. Г. Грибик // Літасфера. – 2019. – № 1. – С. 42–61.

2. Геофлюидальные давления и их роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа / В. Г. Мартынов, В. Ю. Керимов, Г. Я. Шилов, М. З. Рачинский. – М., 2013. – 347 с.

3. Грибик, Я. Г. Некоторые особенности геологического строения Припятского прогиба с учетом тектонических деформаций горных пород / Я. Г. Грибик // Геологические проблемы разведки углеводородов в Беларуси. – Мн., 1992. – С. 109–120.

4. Грибик, Я. Г. О причине отсутствия межсолевых отложений в Речицко-Вишанской зоне Припятского прогиба / Я. Г. Грибик // Минерально-сырьевые ресурсы Беларуси 2003: состояние и перспективы освоения: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 75-летию БелНИГРИ. – Мн., 2002. – С. 50–52.

5. Москвич, В. А. Морфогенетические типы зон отсутствия межсолевых отложений Припятского прогиба и перспективы их нефтегазоносности / В. А. Москвич // Тектонические исследования в Белоруссии. – Мн., 1983. – С. 78–92.

6. Москвич, В. А. Тектонические закономерности образования карбонатных формаций древних платформ / В. А. Москвич. – Мн., 1990. – 199 с.

7. Кудельский, А. В. Образование и миграция нефти (термобарические аспекты) / А. В. Кудельский, К. И. Лукашев. – Мн., 1974. – 134 с.

8. Кононов, А. И. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти в Припятском прогибе / А. И. Кононов. – М., 1976. – 149 с.

9. Пашик, Э. В. Палеогеодинамика галокинеза в галитовой субформации Припятского прогиба / Э. В. Пашик // Палеогеодинамика нефтегазоносных бассейнов Восточно-Европейской платформы. – Мн., 1994. – С. 67–72.

References

1. Gribik Ya. G. Dynamics of reservoir pressures in Devonian oil-bearing complexes of the northern part of the Pripyat trough, located in the zone of influence of the developed oil deposits. *Litasfera = Litasphere*, 2019, no. 1, pp. 42–61 (in Russian).

2. Martynov V. G., Kerimov V. Yu., Shilov G. Ya., Rachinskij M. Z. *Geoflow Pressures and Their Role in Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields.* Moscow, 2013. 347 p. (in Russian).

3. Gribik Ya. G. Some features of the geological structure of the Pripyat trough taking into account tectonic deformations of rocks. *Geologicheskie problemy razvedki uglevodorodov v Belarusi* [Geological Problems of Hydrocarbon Exploration in Belarus]. Minsk, 1992, pp. 109–120 (in Russian).

4. Gribik Ya. G. On the reason for the absence of intersol deposits in the Rechitsa-Vishanskaya zone of the Pripyat Trough. *Mineral'no-syr'evye resursy Belarusi 2003: sostoyanie i perspektivy osvoeniya. Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferencii, posvyashchennoj 75-letiyu BelNIGRI* [Mineral resources of Belarus 2003: status and development prospects. Proceedings of the International scientific-practical conference dedicated to the 75th anniversary of BelNIGRI]. Minsk, 2002, pp. 50–52 (in Russian).

5. Moskvich V. A. Morphogenetic types of zones of absence of intersalt deposits of the Pripyat trough and prospects for their oil and gas potential. *Tektonicheskie issledovaniya v Belorussii* [Tectonic studies in Belarus]. Minsk, 1983, pp. 78–92 (in Russian).

6. Moskvich V. A. *Tectonic Patterns of Formation of Carbonate Formations of Ancient Platforms.* Minsk, 1990. 199 p. (in Russian).

7. Kudel'skij A. V., Lukashev K. I. *Oil Formation and Migration (Thermobaric Aspects).* Minsk, 1974. 134 p. (in Russian).

8. Kononov A. I. *Conditions of Formation and Patterns of Distribution of Oil Deposits in the Pripyat Trough*. Moscow, 1976. 149 p. (in Russian).

9. Pashik E. V. Paleogeodynamics of halokinesis in the halite subformation of the Pripyat trough. *Paleogeodinamika neftegazonosnyh bassejnov Vostochno-Evropejskoj platformy* [Paleogeodynamics of Oil- and Gas-Bearing Basins of the East European Platform]. Minsk, 1994, pp. 67–72 (in Russian).

Информация об авторе

Грибик Ярослав Гаврилович – канд. геол.-минер. наук, доцент, заведующий лабораторией. E-mail: yaroslavgribik0301@gmail.com.

Information about the author

Gribik Yaroslav G. – Ph. D. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of the Laboratory. E-mail: yaroslavgribik0301@gmail.com.