

ПРОМЫШЛЕННЫЙ ПРИТОК НЕФТИ ИЗ ПОРОД КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Я.Г. Грѣбик¹, П.П. Повжик², А.С. Грудинин³, Е.Г. Паремский³

¹Институт природопользования НАН Беларуси
ул. Ф. Скорины, 10, 220076, Минск, Беларусь
E-mail: yaroslavgribik@tut.by

²Республиканское унитарное предприятие «Производственное объединение «Белоруснефть»

³Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (БелНИПИнефть)
ул. Книжная, 156, 246003, Гомель, Беларусь
E-mail: povzik@beloil.by, a.grudinin@beloil.by, e.paremsky@beloil.by

Работа посвящена получению впервые в Беларуси промышленного притока нефти из пород кристаллического фундамента. Кратко проанализирован предшествующий этап исследований в прошлом веке, по проекту которого были пробурены скважины по фундаменту Барсуковского и Осташковичского нефтяных месторождений. В пределах Речицкого месторождения нефтепроявления ранее установлены в скв. 240, 601 и только в 2022 г. нефтеперспективность пород фундамента подтверждена в скв. 385. Скважина находится в эксплуатации. Проанализированы геолого-геофизические критерии оценки перспектив нефтеносности на базе данных по скв. 385, которые следует использовать в процессе последующих работ на нефть в Припятском прогибе.

Положительные геологические результаты по оценке перспектив нефтеносности пород кристаллического фундамента в других бассейнах не смогли не затронуть и белорусские геологические исследования. Из разреза представленного породами кристаллического фундамента (КФ) добывается нефть и природный газ в 52 осадочных бассейнах, где установлено около 500 месторождений и 55 из них являются гигантскими и сверхгигантскими [6]. Установлены также залежи углеводородов и в ближней, аналогичной по геологическому строению к Припятскому прогибу, в Днепровско-Донецкой впадине, в пределах которой уже установлено около 20 месторождений в породах КФ [8; 9; 14].

Период оценки перспектив нефтегазосности фундамента Припятского прогиба условно подразделяется на два этапа. **Первый этап** – исследования в 1980-е гг. с бурением специальных глубоких параметрических скважин с проходкой по фундаменту более 500 м. Эти исследования

обосновывались и выполнялись под научным сопровождением специалистов из Украины. **Второй этап** – современный период, характеризующийся отсутствием целенаправленных исследований по оценке пород КФ и выполнение задач по его исследованию параллельно с изучением вышележающего разреза.

На первом этапе наиболее удобным для начала поисков залежей нефти были выбраны недра Осташковичского, Речицкого и Барсуковского нефтяных месторождений. Исходя из большой вертикальной амплитуды Речицкого и Малодушинского региональных разломов и большой высоты этажа нефтеносности на линии опущенное крыло – приподнятое крыло здесь признано было целесообразным вскрытие скважинами около 1000 м верхней части кристаллического фундамента [10; 12]. С этой целью в качестве первоочередных мер предлагалось в 1977 г. начать бурение четырех поисковых скважин. На Осташковичском

месторождении рекомендовалось начать бурение скв. 123 глубиной 4500 м, заложив ее между скв. 3 и 19. В этом случае скв. 123 должна была пройти по фундаменту 1000 м, вскрыв его в самой приподнятой части.

На Речицком месторождении рекомендовалось бурение скв. 212, заложив ее посередине между скв. 101 и 11 для поисков залежей нефти в кристаллическом фундаменте северного (приподнятого) нефтеносного крыла Речицкого разлома. Проектная глубина скважины – 4200 м, а проходка по фундаменту должна быть равна 1100 м (рис. 1).

Следует отметить, что бурение проектной скв. Речицкая 212 не реализовывалось.

Однако в случае бурения ее в проектном положении очевидно проявилась бы неоднозначность по оценке Речицкой площади в гребневой части структуры по фундаменту. Скважиной вскрыт был бы участок Речицкого регионального разлома на уровне между глубиной 2880 м, вскрытой скв. 11 и к югу выше глубины 4090 м, вскрытой скв. 101. Таким образом, верхняя часть КФ в интервале 2880–4098 м оказалась бы не освещена с позиций перспектив нефтеносности. Однако по последним исследованиям эта часть разреза перспективна в нефтеносном отношении.

Полученный результат по бурению вышеуказанных скважин по фундаменту на Осташковичском и Барсуковском месторождениях детально проанализирован в работах [1; 2; 3; 4; 5; 7; 10; 11; 12; 13] и нет необходимости детализации информации в настоящем сообщении.

По результатам **второго** этапа исследований (продолжающегося и в настоящий период), характеризующегося изучением разреза КФ, при сравнительном анализе вышезалегающих разрезов, можно констатировать о выявлении на некоторых участках положительной геолого-геофизической информации, особенно для его верхней части.

По результатам оценки геолого-геофизических данных значимых скважин, вскрывших породы кристаллического фундамента Припятского НГБ, этот разрез характеризуется отсутствием коллекторов. Только в единичных случаях получены притоки пластовых вод.

По результатам геологоразведочных работ в последние годы спектр проявлений углеводородов расширен ниже осадочного чехла. Выявление признаков нефти в скв. Котельниковская 1 (3203–3253 м), Вышемировская 9, Речицкая 101, Шумятинская 1, Прибор 1 свидетельствует о том, что установленные нефтепроявления имеют более широкое поле распространения как по площади, так

и по разрезу. Из последних проявлений заслуживают внимания следующие факты.

Поисковая скв. Шумятинская 1 расположена в западной части Северной зоны Припятского прогиба. Скважиной установлены залежи нефти в семилукском, саргаевском, старооскольском горизонтах в осадочной части разреза и получены положительные факты перспективности вскрытых на глубине 4919–5101 м плотных пород кристаллического фундамента. Их пористость по материалам ГИС составляет 2–6%. По результатам испытания в колонне интервала 4948–4962 м получен приток пластовой воды с пленками нефти дебитом 1,51 м³/сут. Пласт-коллектор располагается на 30 м глубже поверхности фундамента. На некоторых участках разреза пород фундамента Припятского прогиба (Паричская, Ящицкая, Городокская площади) установлены коллекторы, из которых также получены притоки пластовых вод.

В Припятском прогибе наиболее изученным представляется месторождение Речицкое, в пределах которого получен первый промышленный приток нефти из межсолевого комплекса в 1964 г. К настоящему времени к 2021 г. в пределах месторождения залежи нефти установлены в средней и нижней части осадочного чехла от верхнесоленосной толщи до верхнепротерозойских отложений. Всего в разрезе месторождения установлено 17 залежей нефти с распределением по комплексам и горизонтам: верхнесоленосный комплекс – 1 залежь; в межсолевом комплексе – 8; в подсолевом карбонатном комплексе – 4; в подсолевом терригенном комплексе – 4.

Таким образом, средняя и базальная части осадочного чехла полностью нефтенасыщены и залегают на фундаменте. Общие геологические запасы месторождения определяются в размере более 100 млн т условных единиц. При определенных обстоятельствах выполнявшихся ранее работ можно было бы ранее считать, что на Речицком месторождении впервые в Припятском прогибе получен приток нефти из пород кристаллического фундамента.

В 1998 г. в интервале глубин 2918–2950 м скважиной 240 вскрыты породы фундамента, представленные гнейсами гранитовыми, гранит-биотитовыми. При испытании объекта в интервале 2925–2942 м из пород кристаллического фундамента получен фонтанный приток нефти дебитом 38 м³/сут. на штуцере диаметром 6 мм (рис. 1).

Следует отметить, что процесс освоения объекта выполнялся по схеме: перфорация колонны гидропескоструйная (по 4 отверстия на метр), со-

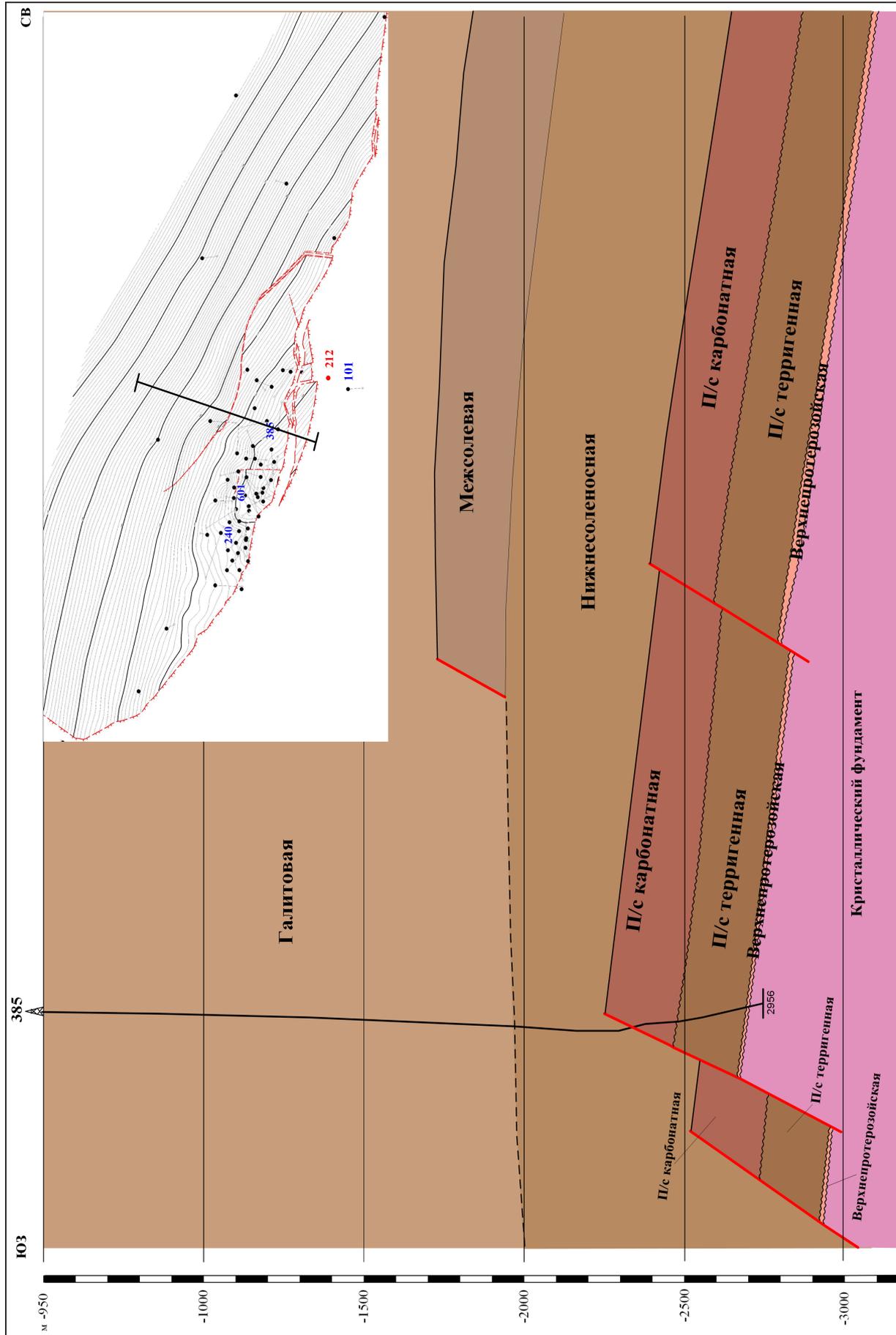


Рисунок 1 – Речицкое месторождение нефти. Геологический разрез через скв. 385. Масштаб 1:10 000 (составили Т.В. Кравцов, А.А. Шарунов, 2022)

ІНІЦІАТІВ ВІСНУКІ

ляно-кислотная ванна (до 3 м³), компрессирования с выводом скважины на работу фонтанным способом. После отбора из пород фундамента в течение 4 месяцев 1998 г. 1612 т безводной нефти была выполнена перфорация вышезалегающего верхнепротерозойского горизонта в интервале 2894–2917 м и при совместном освоении получен приток нефти, который и к настоящему времени относится как эксплуатация объекта из верхнепротерозойских отложений, то есть из осадочной части разреза.

Возможность определиться либо доказать нефтеперспективность фундамента в пределах Речицкого месторождения представлялась в 2020 г. также скв. 601, располагающейся в 1,1 км к востоку от скв. 240 (см. рис. 1). Эксплуатационная скважина 601 пробурена по осадочной части разреза и углублена до 3020 м со вскрытием пород кристаллического фундамента мощностью 104 м в интервале 2916–3020 м. По данным стандартного комплекса ГИС во вскрытом разрезе фундамента коллекторы не выявлены. По данным геофизического метода ВАК во вскрытой части разреза выявлено 4 интервала мощностью 4,0–9,6 м с предполагаемой трещиноватостью. По данным газового каротажа в интервалах 2933–2939 м установлен газ, по составу характерный для попутных нефтяных месторождений (C₁H₄ = 37–50%, C₂H₆ = 20–24%). По данным люминесцентно-битуминологического анализа во вскрытом разрезе выделяются нефтеперспективные интервалы. Для оценки продуктивности вскрытого разреза фундамента выполнена поэтапная перфорация с закачкой в пласт в интервалы 2970–2975 м и 2935–2955 м геля и проппанта. Суммарно при двух ГРП в пласты было закачено 321,7 м³ жидкости разрыва. При дальнейших вызовах притока понижением уровня с помощью компрессора отобрано 58,1 м³ жидкости, состоящей из технологической воды и рассолов. Последующими технологическими методами не удалось выполнить оценку продуктивности вскрытого разреза с отбором объема закачки из-за проблем с герметизацией заколонного пространства обсадной колонны скважины.

И только в 2022 г. на Речицком месторождении доказана фактическая нефтеперспективность пород кристаллического фундамента в скв. 385, расположенная в 1,5 км к востоку от скв. 601 (рис. 1).

Скважина 385 Речицкая проектировалась как добывающая на семилукскую залежь нефти со вскрытием верхнепротерозойских отложений, была включена в дорожную карту РУП ПО «Белоруснефть» – «Оценка возможного потенциала и

перспективы освоения УВ пород кристаллического фундамента Припятского прогиба» (2021).

Результаты бурения внесли существенные изменения в представление о геометрии резервуара продуктивного вендского комплекса. В фактическом разрезе скважины были вскрыты расчлененные маломощные коллекторы витебско-пярусского горизонта (проект – 3 м, факт –1,8 м), тогда как пласт верхнепротерозойского возраста значительно сокращен по общей мощности и представлен только непродуктивными отложениями (план –7 м, факт – 0 м). Запланированные испытания данных объектов были отменены в связи с отсутствием целевых объектов.

Скважина закончена бурением в мае 2022 г. с фактическим забоем на глубине 2956 м по бурению (абс. отм. – 2734,1 м) в породах кристаллического фундамента.

Из переходной зоны и пород кристаллического фундамента отобран керн со следующей характеристикой (по результатам полевого описания: В.Н. Пинчук, А.Н. Шемаров).

2903,1–2907,11 (PR₃-AR-PR₁) – 4,01 м. Выветрелые породы кристаллического фундамента. Глины и глинистые алевролиты, темно-серые до черных с зеркалами скольжения. Породы хрупкие без признаков углеводородов. Нижняя часть разреза долбления представлена породами кристаллического фундамента – граниты, гранитогнейсы серые, светло-серые, красновато-серые, мелко-среднекристаллические. Породы плотные, крепкие, без признаков углеводородов (рис. 2).

2937,6–2946,6 м, 2946,6–2955,41 м (AR-PR₁). Породы кристаллического фундамента – амфиболи-



Рисунок 2 – Срез № 7 (гл. 2905,5 м)

ты плагиоклаз-биотит-гранатовые, черные, черно-серые с розоватым оттенком. Текстура массивная, пятнистая, полосчато-слоистая (гнейсоподобная). Трещины редкие, наклонные, субвертикальные, закрытые и цементированные зеленовато-серым хлоритизированным материалом. Породы плотные, крепкие, без признаков УВ (рис. 3).

Выполнен полный комплекс промыслово-геофизических исследований масштаба 1:200, включающий GK, NGK, NNC, DS, BK, MBK, MK, SGK, GGP, Pe, AK, IK, ЭМС.

По результатам интерпретации данных ГИС и бурения установлено:

горизонт D_{2st} – интервал 2705,0–2815,5 м:

нефтенасыщенная толщина – 10,2 м

средневзвешенная открытая пористость – 0,174

средневзвешенная нефтенасыщенность – 0,672

водонасыщенная толщина – 15,3 м

средневзвешенная пористость открытая – 0,131;

горизонт D_{2nr} – интервал 2815,5–2883,5 м:

коллекторы не выявлены;

горизонт D_{2vtb-pr} – интервал 2883,5–2900,5 м:

нефтенасыщенная толщина – 2,0 м

средневзвешенная пористость открытая – 0,121

средневзвешенная нефтенасыщенность – 0,555;

горизонт PR₂ – интервал 2900,5–2903,5 м:

коллекторы не выявлены;

горизонт AR-PR₁ – интервал 2903,5–2957,0 м:

коллекторы не выявлены.

По данным промыслово-геофизических исследований и керну явные показатели нефтеносности пород кристаллического фундамента отсутствовали. По данным геолого-геохимических исследований в процессе бурения в интервале 2908–2951 м отмечено увеличение суммарного газосодержания от 0,28 до 1,70%, компонентный состав газа характерен составу газа нефтяных пород коллекторов, что указывает на нефтеперспективность данного интервала (рис. 4).

Эта часть разреза характеризуется также более высокой механической скоростью бурения, свидетельствующей о разуплотненности разреза и возможных пластах-коллекторах.

По результатам обработки расширенного комплекса ГИС в интервалах глубин 2905–2917, 2930–2936 м были выделены разуплотненные зоны пород с зафиксированной трещиноватостью.

Учитывая то, что в процессе бурения испытание вскрытого разреза испытателем пластов не представлялось возможным выполнить, принято решение об оценке перспективности разреза в эксплуатационной колонне. Убедительными обстоятельствами о целесообразности спуска эксплуата-



Рисунок 3 – Срез № 8 (гл. 2945 м)

ционной колонны послужили вышеупомянутые два признака, в частности, аномалия по газопоказаниям и признаки коллектора по механической скорости бурения пород.

Был проведен спуск и цементирование колонны-хвостовика диаметром 114 мм с установкой 2 заколонных пакеров. В скважине выполнена перфорация в интервалах глубин 2905–2917, 2930–2936 м с последующим проведением интенсификации (7,6 м³ 3% ГЛКО + фторид аммония + 6 м³ 12% HCl с ПАВ с последующей продавкой 8,5 м³ 1180 кг/м³, P_м-23 МПа, P_{ост}-18 МПа), стоит отметить, что из-за близкого расположения интервалов перфорации к верхнепротерозойским отложениям с целью недопущения прорыва в вышележащую залежь не использовались агрессивные методы освоения (ГРП).

С 12.07.2022 г. скважина введена в работу механизированным способом (НВ-32 гл. 2500 м). Дебит жидкости по шахматке составляет 6,5–7,3 м³/сут., обводненность за август 2,4–10% уд. весом 1,02–1,04 г/см³.

По результатам сравнительного анализа по физико-химическим свойствам проба нефти из пород фундамента скв. 385 не отличается от характеристики нефти вышележащих залежей верхнепротерозойской и витебско-пярусской залежей (табл. 1).

За три месяца эксплуатации (июль – сентябрь 2022 г.) из скважины добыто 139 т нефти. В настоящий период выполняются работы по интенсификации притока.

Таблица 1 – Основные физико-химические свойства дегазированной нефти из скв. 385 в сравнении со свойствами, принятыми по vtb-pr-PR₂ залежи Речицкого месторождения

Параметры	Речицкое м-е, скв. 385	Диапазон значений, по залеживtb-pr-PR ₂
Плотность при 20°C, г/см ³	0,8118	787,7–817,6
Вязкость кинематическая, мм ² /с при 20°C		6,51–33,02
при 50°C	2,958	2,50–3,90
Температура потери текучести, °C	+20,5	+ 13 – + 21
Содержание, % масс.		
– серы	0,069	0,06–0,30
– асфальтенов	0,28	0,03–0,32
– смол силикагелевых	1,28	0,45–5,68
– парафина	6,1	3,42–7,96
Температура застывания парафина, °C	59,0	
Фракционный состав нефти, % об. Температура, °C		
Н.К.	49,8	
100	5,2	5,0–12,0
150	18,4	16,0–23,3
200	29,8	28,0–33,7
350	67,6	47,0–54,4
Общий выход фр. до 350°C, % об.	67,6	
Остаток и потери, % объемн.	32,4	
Коэффициент светопоглощения	169,3	
Содержание воды, % масс.	отсутствие	
Механические примеси, % масс.	0,23	

ВЫВОДЫ

По результатам выполненных геологоразведочных работ в 2022 г. скв. 385 Речицкой площади установлена залежь нефти в породах кристаллического фундамента и выделяется новый нефтепоисковый и объект разработки – архейско-нижнепротерозойский.

Установленные ранее нефтепроявления в породах фундамента Речицкой площади в скв. 240, 601 и приток нефти в скв. 385 свидетельствуют о более масштабной залежи нефти, в пределах которой емкостные свойства пород-коллекторов характеризуются невыдержанностью.

Учитывая отсутствие в настоящий период уверенных геолого-геофизических критериев оценки перспектив нефтегазоносности пород кристаллического фундамента Припятского прогиба и то, что период от первых нефтепроявлений до промышленного притока нефти затягивается на десятилетия, следует актуализировать геолого-

геофизические исследования по следующим направлениям:

- при проектировании параметрических и первых поисковых скважин на новых площадях предусматривать геологическое изучение и оценку перспектив нефтеносности пород фундамента при соответствующем геологическом обосновании на глубину со вскрытием его до 200-300 м.

- при изучении геологического строения новых поисковых объектов сейсморазведкой предусмотреть информативные полевые исследования, обеспечивающие регистрацию геологического строения верхней части кристаллического фундамента.

- в пределах разрабатываемых месторождений с залежами нефти в нижней части осадочного чехла предусмотреть возможность использовать ранее пробуренные и проектируемые скважины углублением для целевого изучения верхней части фундамента.

385 РЕЧИЦКАЯ

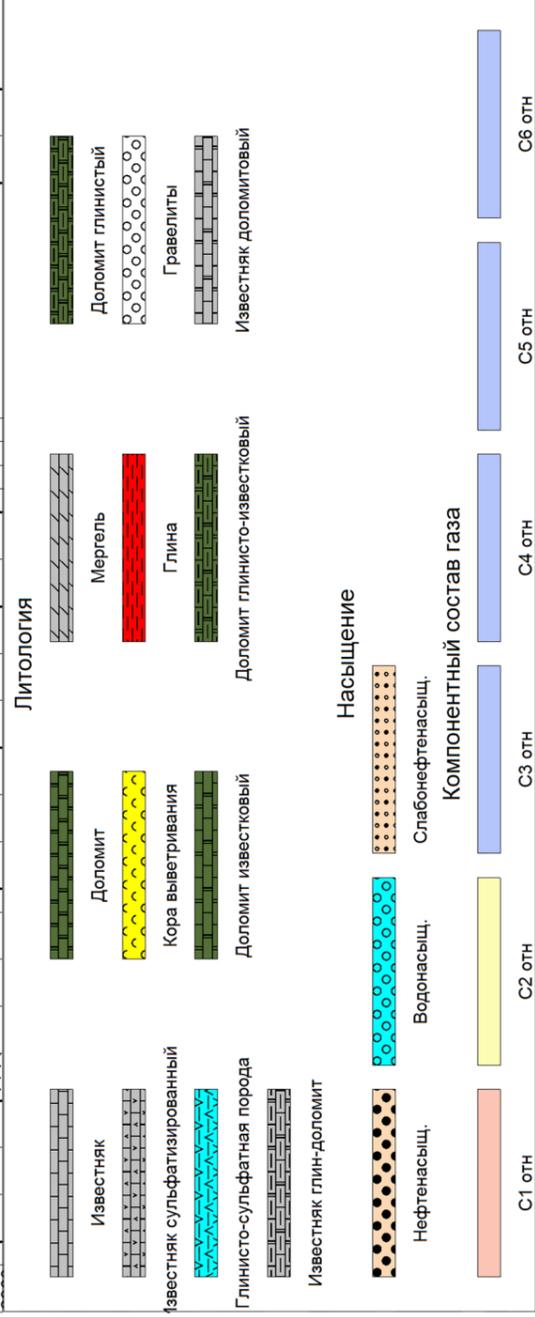
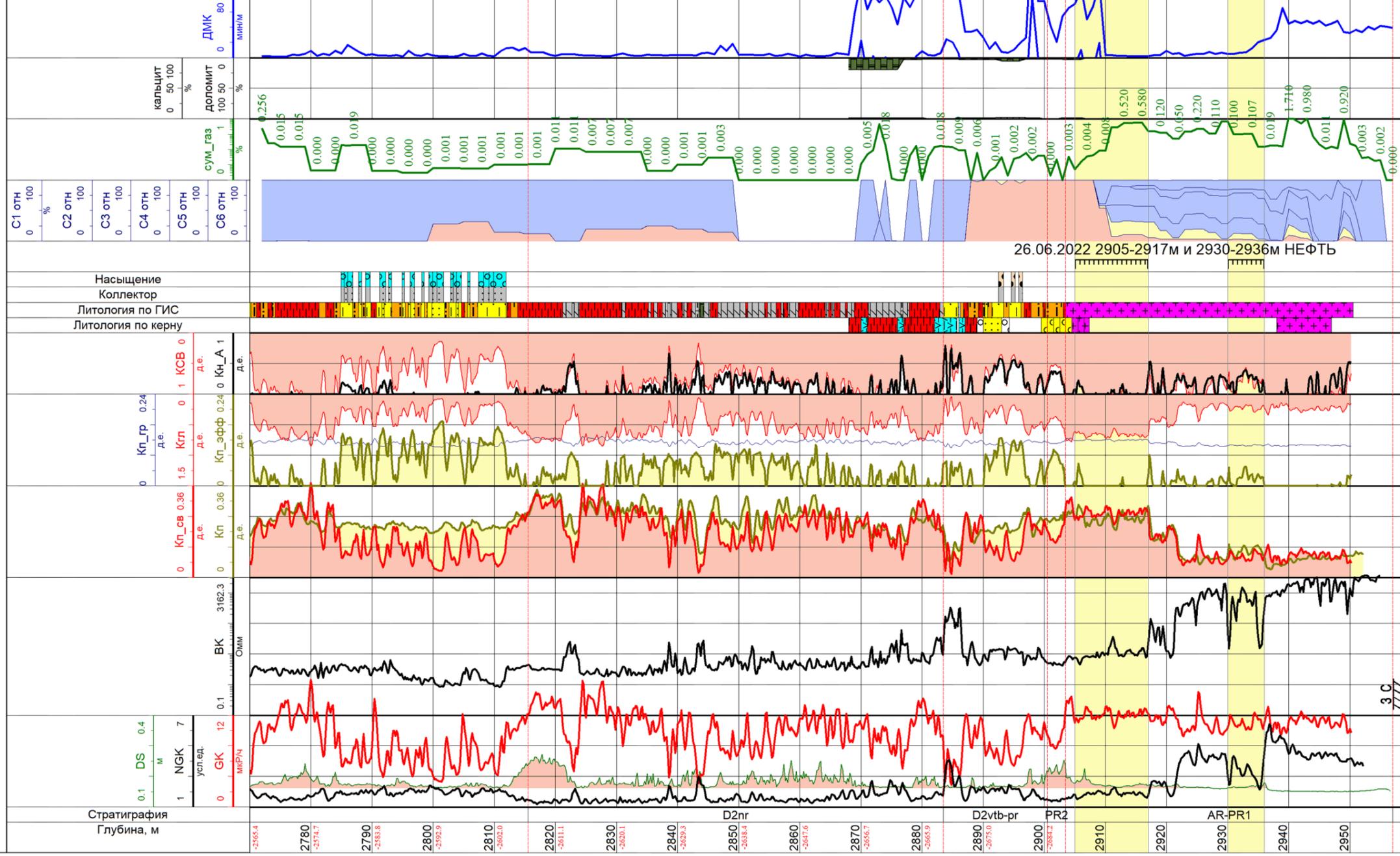


РИСУНОК 4 – КОМПЛЕКС ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИИ СКВ. 385 РЕЧИЦКАЯ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Грибик, Я. Г.** Перспективные горизонты кристаллического фундамента старых месторождений нефти Припятского прогиба / Я. Г. Грибик // VIII Кудрявцевские чтения. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа, 19–21 октября 2020 г. – Москва : ЦГЭ, 2020. – Электронный каталог 8К4.
2. **Грибик, Я. Г.** Перспективные углеводородные объекты в породах кристаллического фундамента Беларуси / Я. Г. Грибик // VI Кудрявцевские чтения. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа, 22–24 октября 2018 г. – Москва : ЦГЭ, 2018. – С. 100–104.
3. **Грибик, Я. Г.** Связь нефтеносности Припятского прогиба с глубинным геологическим строением / Я. Г. Грибик // Доклады НАН Беларуси, 2004. – Т. 48, № 5. – С. 86–91.
4. **Гузик, С. Н.** Перспективы нефтегазоносности Припятского прогиба с позиций абиогенного синтеза углеводородов / С. Н. Гузик // Литасфера. – 2013. – № 1 (38). – С. 123–134.
5. **Конищев, В. С.** Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента Припятской зоны рифтогенеза / В. С. Конищев // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ : материалы Международной научной конференции. – Казань : Изд-во Казанского университета, 2006. – С. 139–141.
6. **Краюшкин, В. А.** К проблеме небиогенной природы нефти и природного газа / В. А. Краюшкин, Н. Б. Шевченко // Геологія і корисні копалини Світового океану. – 2018. – № 2. – С. 65–85.
7. **Кусов, Б. Р.** Генезис некоторых углеводородсодержащих полезных ископаемых (от метана до алмаза) / Б. Р. Кусов. – Владикавказ : ИПО СОИГСИ, 2010. – 164 с.
8. **Нефтегазоперспективные** объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов / Чебаненко И. И. [и др.]. – Киев : Наукова думка, 2002. – 293 с.
9. **Нефть** и газ в докембрии Днепровско-Донецкого авлакогена / И. И. Чебаненко [и др.] // Геология нефти и газа. – 2004. – № 3. – С. 27–36.
10. **О поисках** залежей нефти в кристаллическом фундаменте Припятской впадины / В. Б. Порфирьев [и др.] // Докл. АН УССР. – Сер. Б. – 1977. – № 7. – С. 611–615.
11. **Пап, А. М.** Петрография кристаллических пород Осташковичской нефтегазоносной площади / А. М. Пап // Петрография и геохимия кристаллических пород докембрия Белоруссии : сб. науч. трудов. – Минск : Наука и техника, 1989. – С. 127–132.
12. **Перспективы** поиска залежей нефти в кристаллическом фундаменте Припятской впадины / В. Б. Порфирьев [и др.] // Геологический журнал. – 1977. – Вып. 5. – С. 8–27.
13. **Рынский, М. А.** О системных исследованиях проблем нефтеносности Припятского прогиба / М. А. Рынский, М. И. Автушко, Н. Л. Лобова // Геология, поиски и освоение месторождений полезных ископаемых Беларуси : сб. науч. трудов. – Минск : БелГЕО, 2007. – Вып. 2. – С. 38–55.
14. **Тектоника** и углеводородный потенциал кристаллического фундамента Днепровско-Донецкой впадины / В. И. Старостенко [и др.]. – Киев : Галактика. – 2015. – 211 с.

Статья поступила в редакцию 08.09.2022

Рецензент Р.Г. Гарецкий

ПРАМЫСЛОВЫ ПРЫТОК НАФТЫ З ПАРОД КРЫШТАЛІЧНАГА ФУНДАМЕНТА ПРЫПЯЦКАГА ПРАГІНУ

Я.Г. Грыбік¹, П.П. Поўжык², А.С. Грудзінін³, Я.Г. Парэмскі³

¹Інстытут прыродакарыстання НАН Беларусі
вул. Ф. Скарыны, 10, 220076, Мінск, Беларусь
E-mail: yaroslavgribik@tut.by

²Рэспубліканскае ўнітарнае прадпрыемства «Вытворчае аб'яднанне «Беларуснафта»

³Беларускі навукова-даследчы і практычны інстытут нафты (БелНДПІнафта)
вул. Кніжная, 15б, 246003, Гомель, Беларусь
E-mail: povzik@beloil.by, a.grudinin@beloil.by, e.paremsky@beloil.by

Работа прысвечана атрыманню ўпершыню ў Беларусі прамысловага прытоку нафты з парод крышталічнага фундаменту. Кратка прааналізаваны папярэдні этап даследаванняў у мінулым стагоддзі, па праекце якога былі прабураны свідравіны па фундаменце Барсукоўскага і Асташковіцкага нафтавых радовішчаў. У межах Рэчыцкага радовішча нафтапраяўленні раней выяўлены ў св. 240, 601 і толькі ў 2022 г. нафтаперспектыўнасць парод фундаменту пацверджана ў св. 385. Свідравіна знаходзіцца ў эксплуатацыі. Прааналізаваны геалага-геафізічныя крытэрыі ацэнкі перспектывы нафтааноснасці на базе даных па св. 385, якія варта выкарыстоўваць у працэсе наступных прац на нафту ў Прыпяцкім прагіне.

INDUSTRIAL INFLOW OF OIL FROM THE ROCKS OF THE CRYSTALLINE BASEMENT OF THE PRIPYAT TROUGH

Ya. Gribik¹, P. Povzhik², A. Grudinin³, E. Paremsky³

¹Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus
10 F. Skaryna St, 220076, Minsk, Belarus
E-mail: yaroslavgribik@tut.by

²Republican Unitary Enterprise "Belorusneft Production Association"

³Belarusian Research and Design Institute of Petroleum (BelNIPIneft),
15b Knizhnaya St, 246003, Gomel, Belarus
E-mail: povzik@beloil.by, a.grudinin@beloil.by, e.paremsky@beloil.by

The article is devoted to obtaining, for the first time in Belarus, an industrial inflow of oil from the rocks of the crystalline foundation. The previous stage of research, carried out in the last century, was briefly analyzed. According to the project, wells were drilled along the foundation of the Barsukovsky and Ostashkovichsky oil fields. Within the Rechitsa field, oil shows were previously established in wells 240, 601, and the oil prospectivity of the foundation rocks was confirmed in well 385 only in 2022. The well is in operation. The geological and geophysical criteria for assessing the prospects for oil potential were analyzed on the basis of data from well 385, which is to be used during subsequent oil operations in the Pripyat trough.