



Я.Г. Грибик
Институт природопользования НАН
Беларуси¹
заведующий лабораторией
геотектоники и геофизики
yaroslavgribik@tut.by

О «синклинальной» нефти

¹Беларусь, 220114, Минск, ул. Ф. Скорины, 10.

На базе геологических материалов по Припятскому прогибу подвергается сомнению ориентирование геологоразведочных работ на поиски залежей углеводородов в отрицательных структурах

Ключевые слова: синеклиза; разлом; давление флюидов; надсолевой комплекс; ловушка углеводородов

В статье В.А. Карпова «К проблеме “синклиальной” нефти» (Недропользование XXI век, 2019, № 3) обосновывается направление геологоразведочных работ для поисков залежей углеводородов в пределах синклиальных структур. Для обоснования этого направления автором статьи используются весьма обширные и разноплановые геологические критерии, анализ которых занял бы значительный объем статьи. Нами оценка предложения В. А. Карпова выполнена по нескольким следующим ключевым вопросам:

- синеклиза как геологический объект;
- восходящие и нисходящие движения флюидов;
- ловушки в надсолевых отложениях;
- порода во флюиде.

По **первому** вопросу проанализируем синеклизу как геологический объект. В.А. Карповым делается основная ориентация обоснования на тектонический фактор формирования синклиальных зон, не анализируя палеогеологические условия их генезиса. Если же принимать классический вариант палеогеологических условий седиментационного процесса в осадочном бассейне, в пределах которого развиты антиклинальные и синклиальные структуры, то одним из первых признаков их сосуществования являются сравнительный параметр по мощности и литологическому составу соответствующих разновозрастных горизонтов. По этим двум параметрам синеклиза, как структура более интенсивного прогибания, характеризуется более глинистым разрезом и большей мощностью горизонтов. К своду положительной структуры толщины горизонтов более сокращены и представлены более грубообломочным материалом, что характеризует эту часть как коллектор. Для карбонатных разрезов отличие преимущественно по литологическому составу.

В.А. Карпов пошел по пути оценки синклиальных объектов, сформированных после палеотектонической перестройки. При этом допускается вариант, что синклиальная структура вместе с антиклинальной являлась единым объектом в процессе седиментации. Только последующими палеотектоническими процессами, в редакции В.А. Карпова, происходит перемещение по активному структурообразующему разлому. В таком варианте следовало бы сравнить палеоусловия седиментации структур, располагающихся на приподнятой и опущенной («синклиальной» по В.А. Карпову) структурах. Хотя, очевидно, по варианту В.А. Карпова, их следовало бы принимать как крылья антиклинальных структур, перемещенные по тектоническому разлому. Анализ

этого вопроса для условий Припятского прогиба наиболее реально выполнить по региональному сейсмическому профилю VIII–VIII, пересекающему весь прогиб с севера от Северо-Припятского плеча до Украинского щита на юге (**рис. 1**). В Припятском прогибе выделяется две верхнедевонские соленосные толщи, подразделяющие разрез на подсолевой, межсолевой и надсолевой комплексы. Подсолевой комплекс, состоящий из терригенного в нижней части и карбонатного разрезов, характеризующихся выдержанными мощностями и в тектоническом плане повторяющих структурные формы фундамента в основном в виде отдельных блоков. В палеоплане в подсолевом карбонатном комплексе отсутствовали четкие элементы структур антиклинального и синклиального типов. В большей мере выделение структур такого типа характерно для межсолевого комплекса. Межсолевые отложения в районе Речицко-Вишанского, Червонослободско-Малодушинского региональных разломов (**рис. 1**) характеризуются сокращенными мощностями в пределах северных крыльев (Вишанская, Октябрьская площади) и увеличенными мощностями при этом в несколько раз на Южно-Вишанской, Южно-Октябрьской площадях. Эти южные крылья представляют собой как раз и Предвишанскую, и Предоктябрьскую синклиальные зоны. К востоку от профиля VIII в межсолевом комплексе установлены залежи нефти на Славянском, Южно-Сосновском, Чкаловском и других месторождениях южных опущенных крыльев Речицко-Вишанской зоны. Однако эти залежи не являются синклиальными по структуре, – а южными крыльями антиклинальной складки, перемещенными на юг по региональным тектоническим нарушениям. К югу от подножья ступени в средней части бывшей синеклизы (Южно-Вишанская, Савичская площади) установлена обводненность разреза межсолевого комплекса либо разрез с низкоемкими пластами-коллекторами с признаками высоковязкой нефти.

В обосновании В.А. Карповым «синклиальной» нефти особое внимание уделено такому важному фактору, как насыщенность разреза отрицательных структур, т.е. наличие пластовой воды. Это один из ключевых вопросов, который не позволяет допустить параллельное существование совместно в разрезе таких пластовых флюидов как нефть и вода в «синклиальной» ловушке. Однако следует отметить, что они по своей эволюционной природе находятся всегда параллельно. Во-первых, седиментация любого осадка происходит всегда в бассейне, т.е. водоеме. При последующем катагенетическом преобразовании осадков горные породы содержат воду в различных состояниях.

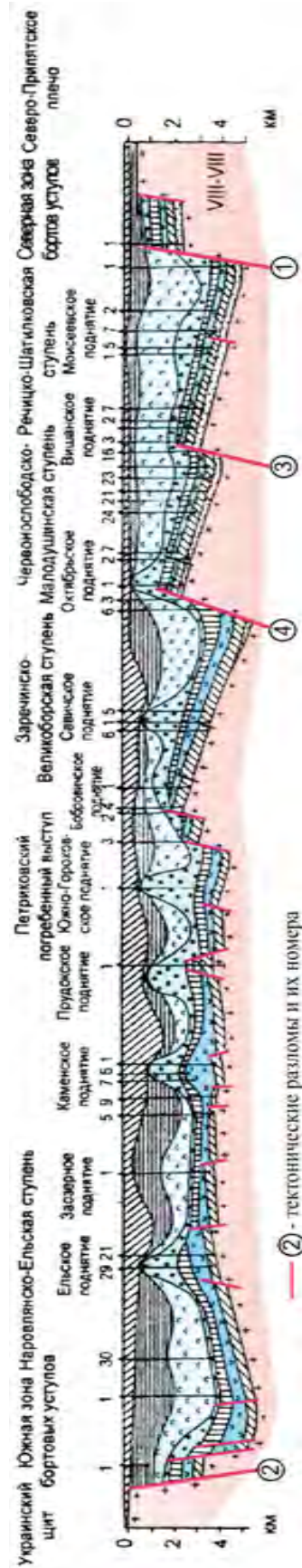


Рис. 1. Припятский прогиб. Геологический разрез по региональному сейсмическому профилю VIII-VIII. Разломы: 1 – Северный краевой, 2 – Южный краевой, 3 – Рetchicko-Вишанский, 4 – Червонослободско-Малодушинский (по В. С. Коничеву [1])

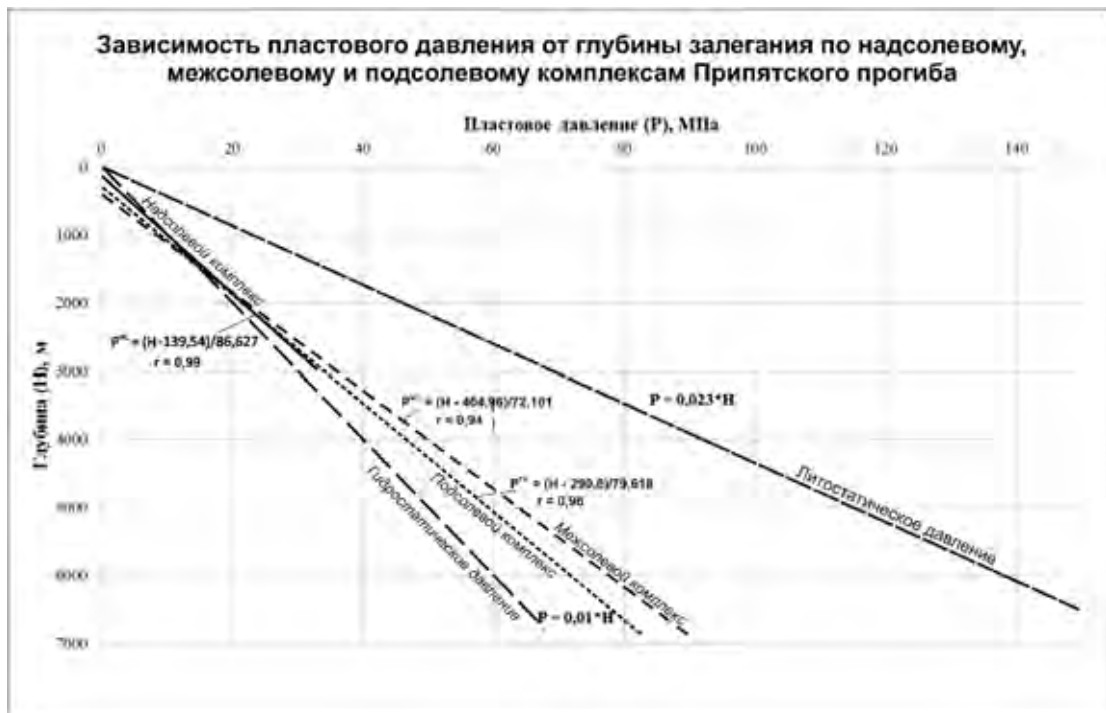


Рис. 2. Зависимость пластовых давлений от глубины залегания надсолевого, межсолевого и подсолевого комплексов Припятского прогиба [2]

Очевидно, отсутствуют продуктивные скважины в пределах залежей традиционного типа, которые бы через определенный период отбора нефти (через месяц, год) не обводнялись. В любом разрезе осадочного чехла в породах содержится вода в разных видах – как гравитационная, связанная, кристаллизационная.

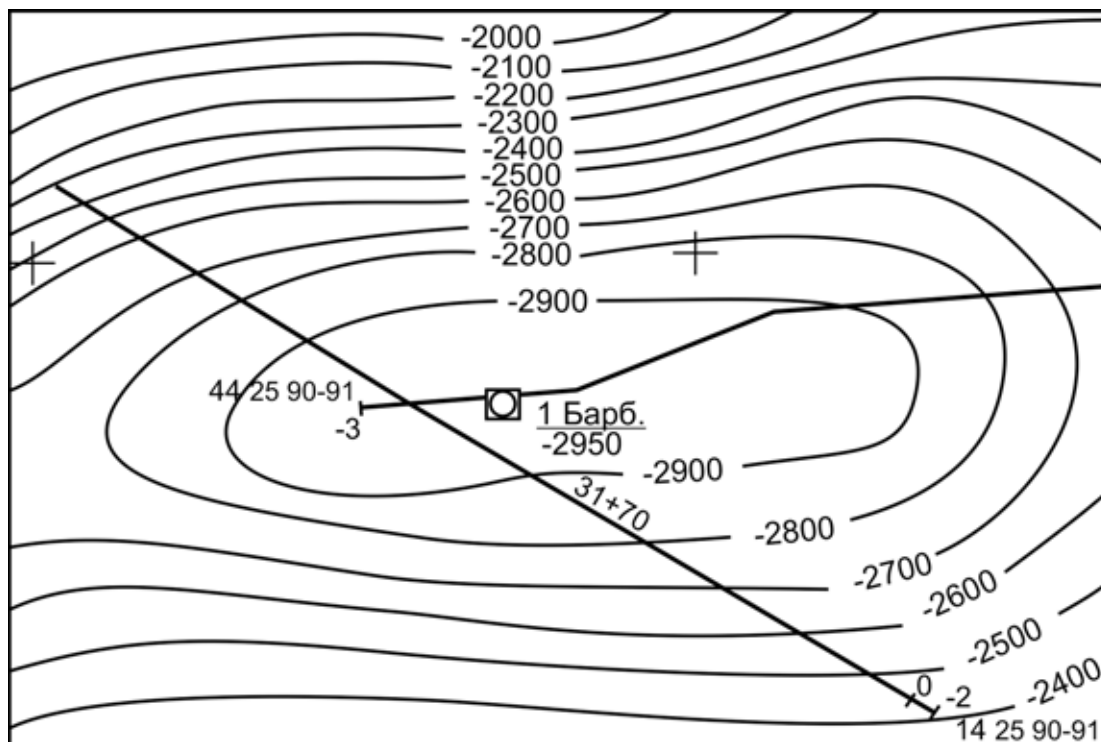
Переходя постепенно ко **второму** анализируемому вопросу, характеризующему В.А. Карповым как восходящее и нисходящее движение флюидов в разрезе осадочного чехла, обратимся к анализу пластовых давлений. С этой целью нами выполнен анализ распределения пластового давления флюидов в разрезе Припятского прогиба. Припятский прогиб выбран в качестве анализируемого бассейна в связи с высокой геологической изученностью его, достаточным объемом геолого-геофизической и промысловой информации, является объектом исследования авторов настоящей статьи в настоящий период, а также В.А. Карпова – в значительный предшествующий период.

На **рис. 2** приведены графики зависимости пластовых давлений в надсолевом, межсолевом и подсолевом комплексах от глубины залегания пластов-коллекторов. Для построения зависимости использованы замеры начальных пластовых давлений в водонасыщенных и нефтенасыщенных пластах при испытании в процессе бурения и в эксплуатационной колонне.

Как следует из графиков, изменение давления от глубины происходит по линейной зависимости, описываемой формулами, приведенными на рисунке. Следует признать, что горизонты, занимающие более высокое гипсометрическое положение, естественно будут характеризоваться более низкими пластовыми давлениями, чем нижезалегающие. Следовательно, учитывая их энергетический потенциал, можно констатировать, что реально можно представить переток флюида в резервуар с меньшим пластовым давлением, т.е. залегающем выше.

Таким образом, реальным представляется восходящее движение флюидов, т.е. можно констатировать переток флюидов из подсолевого в межсолевой либо надсолевой комплексы по градиентному энергетическому потенциалу. Следовало бы учесть также возможное возражение В.А. Карпова об аномально высоких пластовых давлениях в верхнесоленосном комплексе, а также в южных опущенных крыльях Речицко-Вишанской зоны. Однако для этих случаев характер формирования пластовых давлений другой – палеотектонический. И реальным представляется их разгрузка в пласты-коллекторы, характеризующиеся более низкими пластовыми давлениями, т.е. вверх по разрезу. Для нисходящего движения пластовых флюидов предпосылки отсутствуют.

В статье В.А. Карпова в широком плане представлены рекомендации по анализу отрицатель-



□ 1 Барбаровская параметрическая скважина

Рис. 3.

Барбаровская площадь. Структурная карта по поверхности верхнесолеванной девонской толщи

ных структур в надсолевых отложениях, что представляется **третьим** вопросом нашего анализа. При этом направление на ту часть геологического разреза бассейнов, которые можно было бы, по мнению автора, отнести к синклиналильным структурам. В условиях Припятского прогиба наибольшая мощность надсолевого комплекса развита на участках подножья ступеней, примыкающих к региональным разломам (рис. 1). В этих частях развита полная мощность надсолевых девонских, а также каменноугольного и пермь-триасового возраста с постепенным сокращением мощности разреза к региональным разломам, либо к сводам соляных куполов. Этот факт сокращения разреза к разломам либо к куполам, т.е. от более погруженных частей к сводовым, свидетельствует о реальной возможности выявления в этих частях разреза структур не синклиналильного типа, а литологических либо стратиграфических ловушек. Проверка идеи об перспективах нефтеносности надсолевого комплекса Припятского прогиба выполнялась в Беларуси в 1994–1995 гг. бурением параметрической скважины в наиболее погруженной Центральной части прогиба в Северо-Ельской синклиналильной зоне на Барбаровской площади. Скважина заложена в синклиналильной мульде размерами 9 × 4 км по изогипсе «минус»

2800 м по поверхности верхнесолеванной толщи или подошве надсолевого комплекса (рис. 3). Скважиной вскрыты мезозойские, пермские, карбоновые и верхнедевонские надсолевые отложения и на глубине 3105 м – верхнесолеванной комплекс. Всего по скважине отобрано 315,5 м керна и выполнено 13 испытаний испытателем пластов с глубины 1000 м до 2952 м. В 12 случаях получены притоки пластовой воды с возрастающей минерализацией и плотностью от 1,10 г/см³ до 1,20 г/см³. Признаков нефти не установлено по описанию керна и данным промыслово-геофизических исследований, включая газовый каротаж. Таким образом, по результатам бурения скважины установлена полная водонасыщенность надсолевого разреза Барбаровской синклиналильной мульды, что свидетельствует о том, что идея синклиналильной нефти в надсолевом комплексе Припятского прогиба не **подтверждается**.

Очевидно, есть перспектива выявления залежей углеводородов в надсолевом комплексе Припятского прогиба. Однако их следует ориентировать не на синклиналильные формы ловушек, а литолого-стратиграфические, примыкающие к сводам соляных верхнедевонских куполов.

Отдельную геологическую характеристику следовало бы В.А. Карпову привести при

описании ловушек углеводородов, связанных с тектонитами, что является **четвертым** пунктом нашего анализа. По идее автора – это резервуар, созданный в период активизации разломов и представляет собой явление «*прерывистостью породы и сплошностью флюида в коллекторской его части*» (стр. 190). В.А. Карпов определяет в качестве перспективных такого типа залежи во вторичных мульдах Южно-Каменской, Западно-Валавской, Притокской, Шестовичской площадях. Условно можно согласиться с тектонитными залежами в Припятском прогибе не во вторичных мульдах, а в своде солянокупольных структур, представленных битуминозной брекчией. Такие объекты выявлены и представлены на **рис. 1** на Октябрьской, Южно-Гороховской, Прудокской, Каменской, Ельской, Наровлянской площадях. Их формирование обусловлено влиянием тектонических процессов и ростом соляных куполов, выносивших в свод купола разрушенные нефтенасыщенные пласты, жидкая фаза которых в последующий период приобрела вязкий смолистый состав переходного типа от жидкой к твердой фракции. Этот тип залежей – нетрадиционного типа, и добыча их потребует других технологических


методов по сравнению с залежами подвижной нефти.

По результатам нашего анализа такие битумопроявления в сводах соляных куполов следует относить к залежам углеводородов нетрадиционного типа, освоение которых возможно только в долгосрочной перспективе [3].

Анализируя сказанное выше, можно заключить:

– в пределах Припятского прогиба по четырем проанализированным критериям перспективы выявления залежей нефти в отрицательных по форме поверхности структурах, т.е. в синеклизах отсутствуют;

– ориентирование геологоразведочных работ для поисков залежей углеводородов в синклинальных структурах в условиях Припятского прогиба в ближне-, средне-, а, возможно, и долгосрочный период к реализации не представляется возможным;

– для более убедительного обоснования идеи «синклинальной» нефти В.А. Карпову следовало бы привести возможно существующую модель синклинальной ловушки в мировой геологической практике, либо представить свою прогнозируемую модель. 

Литература

1. Махнач А.С., Гаретский Р.Г., Матвеев А.В. и др. Геология Беларуси. Минск: Институт геологических наук. 2001. 815 с.
2. Грѣбик Я.Г. Динамика пластовых давлений в девонских нефтеносных комплексах северной части Припятского прогиба, находящихся в зоне влияния разрабатываемых залежей нефти // *Літасфера*. № 1 (50). 2019. С. 42–61.
3. Грѣбик Я.Г. Перспективы освоения ресурсного потенциала нетрадиционного углеводородного сырья Беларуси // *Літасфера*. № 2 (41). 2014. С. 99–116.

UDC 553.98

Ya.G. Gribik, Head of the Laboratory of Geotectonics and Geophysics, Institute for Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus¹, yaroslavgribik@tut.by

¹10, F. Skoryna str., Minsk, 220114, Belarus.

About the “synclinal” oil

Abstract. In the article on the basis of geological materials on the Pripyat deflection, the orientation of geological exploration to search for hydrocarbon deposits in negative structures is questioned.

Keywords: basin; fault; fluid pressure; post-salt complex; the hydrocarbon trap.

References

1. Makhnach A.S., Garetskii R.G., Matveev A.V. i dr. *Geologiya Belarusi* [Geology of Belarus], Minsk, Institut geologicheskikh nauk Publ., 2001, 815 p.
2. Gribik Ia.G. *Dinamika plastovoykh davlenii v devonskikh neftenosnykh kompleksakh severnoi chasti Pripiatskogo progiba, nakhodiashchikhsia v zone vliianiia razrabatyvaemykh zalezhei nefti* [Dynamics of reservoir pressures in the Devonian oil-bearing complexes of the Northern part of the Pripyat trough, located in the zone of influence of developed oil deposits]. *Litasfera* [Lithosphere], no. 1 (50), 2019, pp. 42–61.
3. Gribik Ia.G. *Perspektivy osvoeniia resursnogo potentsiala netraditsionnogo uglevodorodnogo syr'ia Belarusi* [Prospects of development of resource potential of unconventional hydrocarbon raw materials of Belarus]. *Litasfera* [Lithosphere], no. 2 (41), 2014, pp. 99–116.