

УДК 750.83.553.98(476)

## Особенности формирования девонских подсолевых и межсолевых нефтяных месторождений Припятского прогиба

А. П. Пинчук, Ф. Ш. ШАЯХМЕТОВ

Рассмотрены особенности формирования в Припятском прогибе залежей углеводородов в подсолевой и надсолевой толщах, обусловленные разломной тектоникой. Показана генетическая связь между основными этапами активизации разломов, активизации движения подземных вод и временем формирования нефтяных залежей. Проведен анализ амплитуд разломов, к которым приурочены нефтяные месторождения в подсолевой и межсолевой толще, для соответствующего времени развития Припятского прогиба.

**Ключевые слова:** углеводороды, тектоника.

The peculiarities of oil field formation in the Pripjat trough in subsalt and intersalt sediments, which is caused by fault tectonics, are considered in the article. The genetic connection between the main phase of fault activation, activation of underground water moves and the time of oil field formation are shown. For the corresponding time of the Pripjat trough evolution the analysis of amplitudes of faults that are accompanied by oil fields in subsalt and intersalt sediments is fulfilled.

**Keywords:** oil field formation, tectonic.

Нефтяные залежи Припятского прогиба, выявленные в девонских отложениях, расположены вдоль региональных разрывных нарушений субширотного простирания и ориентированы в том же направлении [1]. Это признак генетической связи формирования указанных залежей с тектоническими подвижками по разломам.

Относительно роли разломов в формировании зон нефтегазонакопления и нефтегазовых залежей существуют, в основном, три точки зрения.

Многие исследователи различных нефтегазоносных бассейнов [3, 4, 6] формирование зон нефтегазонакопления и значительную концентрацию запасов углеводородов в их пределах связывают с созидательной ролью разломов. Исследователи не отрицают и того факта, что разломы иногда могут привести к частичному или полному разрушению скоплений нефти и газа.

Представители второй точки зрения утверждают, что разломы не контролируют формирование зон нефтегазонакопления а способствуют частичному или полному разрушению некогда сформированных скоплений углеводородов.

Третья группа исследователей, признавая ведущую роль разломов при вертикальной миграции углеводородов из глубинных зон к поверхности Земли, склоняется к мысли о неорганической теории происхождения нефти.

Гаврилов В. П. [6] объясняет наличие указанных противоречий тем, «что влияние региональных разломов на формирование скоплений нефти и газа может быть благоприятное и неблагоприятное и приводить к диаметрально противоположным результатам. По-видимому, это является причиной того, что одни исследователи приводят факты приуроченности залежей нефти и газа к разломам земной коры, а другие – факты, доказывающие отсутствие в зонах разломов скоплений углеводородов».

Проведенные исследования в Припятском прогибе показывают, что образование на территории прогиба локальных структур по девонским отложениям, в основном, было обусловлено тектоническими подвижками блоков фундамента по разломам. В результате этих

движений, существенно усилившихся в авлакогенной стадии развития Припятского прогиба, локальные поднятия по девонским подсолевым отложениям приобрели вид флексур, полу-брахиантиклиналей, осложненных разрывами. Преимущественно они расположены над восходящими блоками фундамента и служили ловушками для нефти и газа.

Вверх по разрезу амплитуды смещения пород по разломам закономерно уменьшаются. Вследствие этого первичное залегание межсолевых отложений значительно менее нарушено разрывными дислокациями, сравнительно с подсолевыми образованиями.

Формирование нефтегазовых ловушек в межсолевых отложениях прогиба происходило не только под влиянием тектонических движений блоков фундамента вдоль широтно-ориентированных разломов, но и в результате проявления соляного тектогенеза во франской соленосной толще. Локальные ловушки нефти в подсолевых и межсолевых отложениях группируются в зоны нефтегазонакопления вдоль региональных субширотных разломов. Вопросам формирования залежей нефти в девонских подсолевых и межсолевых отложениях Припятского прогиба посвящен ряд работ [6, 8, 11].

Тектонические движения по разломам обусловили не только возникновение и развитие структурных форм ловушек для нефти и газа, но также улучшение коллекторских свойств пород, создание гидродинамического режима пластовых вод и гидрохимических особенностей подсолевых и межсолевых отложений, способствовавших формированию нефтяных залежей.

Влияние региональных разломов на улучшение коллекторских свойств пород выразилось в образовании трещин. Как установлено Демидовичем Л. А. [7], трещины прослеживаются по обе стороны от разломов, и преимущественно ориентированы в вертикальном или близком к нему направлении. Наибольшей трещиноватостью характеризуются породы семи-лукского и задонско-елецкого горизонтов. Интенсивность образования трещин в приразломных зонах зависело от амплитуды и продолжительности тектонических движений по разломам. Однако непосредственно в зонах разломов и на расстоянии до первых десятков метров от них коллекторские свойства девонских отложений на преобладающей территории прогиба довольно низкие, что обусловлено нередким «залечиванием» пустотного пространства солью и перемежающимися с ней породами в процессе проявления соляной тектоники. По мере удаления от разломов на 3-4 км число трещин, не выполненных новообразованиями, обычно заметно увеличивается.

Пространственно-временная схема формирования залежей нефти в Припятском прогибе впервые составлена Бескопильным В. Н. [2]. Им установлено, что в разных частях Припятского прогиба время генерации жидких углеводородов и начала первичной миграции в коллекторы, было различное. Формирование залежей нефти в северной части прогиба началось значительно раньше, чем в центральной и южной его частях. Так, в девонских подсолевых отложениях первичная миграция жидких углеводородов в районе Речицко-Шатилковской тектонической ступени началась в середине ранне-лебедянского, Червонослободско-Малодушинской тектонической ступени – в конце ранне-лебедянского, Зареченско-Великоборской тектонической ступени – в конце лебедянского времени, Петриковско-Хобнинской зоне осевых погруженных выступов и их переклиналей и Шестовичско-Сколодинской и Наровлянско-Ельской тектонических ступеней – в ранне-полесское время. Время формирования девонских подсолевых залежей нефти совпадает с авлакогенной стадией тектонического развития территории прогиба.

По данным Бескопильного В. Н. [2], погруженным частям нижеследующих структур соответствуют: Речицко-Шатилковской ступени – Шатилковская, Червоно-Малодушинской ступени – Василевичская, Заречинско-Великоборской ступени – Копаткевичская, Петриковско-Хобнинской зоне осевых погруженных выступов и их переклиналей и Шестовичско-Сколодинской ступени – Мозырская, Ельско-Наровлянской ступени – Ельская депрессии.

По исследованиям Лаврова А. П. и др. [9], на территории прогиба движение подземных вод в качестве агента транспортировки углеводородов к ловушкам наиболее эффективным было на этапах наибольшей активизации разломов и обусловлено ими.

Таким образом, имелась тесная генетическая связь между основными этапами активизации разломов, активизации движения подземных вод и временем формирования нефтяных

залежей. Последнее в основном завершилось в среднекаменноугольное время, т. е. тогда, когда практически прекратились интенсивные тектонические движения по разломам.

По исследованиям Бескопыльного В. Н. [2] восходящие тектонические движения, происходившие в предпермское время, привели к остыванию осадочного чехла Припятского прогиба на  $50^{\circ}\text{C}$  и способствовали прекращению нефтеобразования как в подсоловых, так и в межсоловых отложениях.

Принципиально важно то, что ко времени интенсивного формирования залежей нефти, заключенных в девонских подсоловых отложениях, на территории прогиба существовало большое количество известных разрывных нарушений. На это указывает то обстоятельство, что основные залежи нефти, выявленные до сих пор в подсоловых отложениях, приурочены к головным частям тектонических ступеней, ограниченных региональными разломами. Формирование на территории прогиба залежей нефти в девонских межсоловых отложениях имеет много общего с формированием залежей нефти в подсоловых отложениях. Общим является то, что формирование их происходило в стадии авлакогенного развития Припятского прогиба, когда амплитуды движений по разломам достигали наибольших величин.

Для Припятского прогиба впервые доказана взаимосвязь между временем проявления наибольшей активизации разломов и распространением залежей различного возраста. Так, авторы этой разработки Горелик З. А., Брусенцов А. Н., Шаяхметов Ф. Ш. и др. [6] считают, что на площадях, где наибольшая активизация разрывных нарушений проявилась:

1) в ливенское время, а в последующем тектонические движения были слабыми, залежи нефти отсутствуют (Стреличевская площадь) или незначительные в девонских подсоловых отложениях (например, Надвинская площадь);

2) в ливенское время, а позднее более или менее интенсивные тектонические движения повторялись в задонско-елецкое время, залежи нефти имеют промышленное значение и заключены в девонских подсоловых отложениях (Восточно-Первомайская структура);

3) в ливенское время, а в последующем интенсивные тектонические движения наблюдались в задонско-елецкое и лебедянское время, промышленные залежи нефти имеются как в девонских подсоловых, так и межсоловых отложениях (Барсуковская структура);

4) в задонско-елецкое время, промышленные залежи нефти распространены в девонских подсоловых отложениях (Первомайская структура);

5) в лебедянско-стрешинское время и в процессе накопления надсоловых полесских и каменноугольных отложений, промышленные залежи нефти, местами с большими запасами заключены как в подсоловых, так и межсоловых отложениях (Речицкое и Осташковичское месторождения).

Таким образом, распределение залежей нефти, выявленных в Припятском прогибе, контролируется временем проявления наибольшей активизации разрывных нарушений. Это еще раз подтверждает представление о том, что формирование структурных форм, служивших ловушками для нефти и газа, происходило в результате тектонических движений по разломам. При размещении объемов поискового бурения на территории Припятского прогиба эта закономерность должна учитываться.

Разломы в основном не являлись путями для значительной вертикальной миграции нефти. Этому способствовало то, что одновременно с наибольшей активизацией разломов активно проявлялась и соляная тектоника. Соль и породы, перемежающиеся с ней, заполняли пустотное пространство, что создавало барьеры на пути движения нефти к поверхности Земли. Однако на территории Припятского прогиба нередки случаи почти полного уничтожения первичных нефтяных залежей, о чем свидетельствует наличие на ряде участков следов нефти в брекчии кепрока над соляными куполами при отсутствии залежей нефти в межсоловых и подсоловых отложениях.

Необходимо отметить, что такая генетическая связь активизации этапов развития субширотных разломов и нефтяных залежей, приуроченных к ним, наиболее полно установлена лишь для Северной зоны Припятского прогиба, которая в свете новых тектонических представлений совместно с Внутренним грабеном входит в состав Припятского палеорифта. В целом тектонические движения по разломам, происходившие в Северной зоне в мезокай-

нозойское время были незначительными и не привели к существенному перестроению структурных форм залежей и тем более к их уничтожению.

Что касается оценки перспектив в нефтеносности девонских подсолевых и межсолевых отложений центральной и южной зон, которые территориально входят в состав Внутреннего грабена Припятского палеорифта, мнение исследователей неоднозначно [5, 10.] даже с учетом того, что в северной погруженной части Залесско-Великоборской тектонической ступени в девонских подсолевых карбонатных отложениях были открыты соответственно Москвичевское и Котельниковское нефтяные месторождения. В пределах Московичского месторождения нефть приурочена к семилукскому, а Котельниковского – к воронежскому горизонтам, характеризуется «подвижностью» и по своим товарным качествам аналогична таковым, открытым в Северной зоне прогиба [5].

Нами выполнен анализ проявления наибольшей активизации субширотных структурообразующих разломов, к которым приурочены Москвичевское и Котельниковское месторождения Центральной зоны. Выполненные исследования показали, что полученные результаты укладываются в те же закономерности, характерные для Северной зоны, где, как известно, сосредоточены все ныне известные нефтяные месторождения Припятского прогиба. Так, Калининский разлом на Москвичевской площади при амплитуде около 350 м, наибольшей активизации достигает в ливенское время. Тектонические подвижки по разлому, проходившие в задонско-петриковское время, были существенными и носили убывающий характер. Аналогичная картина характерна и для Котельниковского месторождения с той лишь разницей, что максимальная амплитуда Омельковщинского разлома, ограничивающего месторождение с юга, значительно крупнее (около 1500 м) нежели Калининского.

В вышеупомянутых работах перспективы нефтегазосности этих зон рассматриваются достаточно неоднозначно из-за того, что в их пределах за более чем 50-летнюю историю нефтепоисковых работ пробурено огромное количество глубоких скважин различного назначения, которые не привели к положительным результатам; перспективные девонские подсолевые отложения характеризуются чрезмерной тектонической раздробленностью, наличием большого количества малоамплитудных и согласных разломов, которые вряд ли могли бы локализовать залежи нефти, очень низкой катагенетической превращенности органического вещества (ОВ) в Центральном и южном НПП, значительно ниже, чем в Северном НПП.

Кроме того, в Центральном и Южном НПП, наряду вышеизложенными отрицательными факторами образования скоплений углеводородов (УВ) были крайне неблагоприятными и условия их сохранения. Об этом наглядно свидетельствуют интенсивные тектонические движения, происходившие в мезо-кайнозойское время, которые могли привести их к полному разрушению. В Северном НПП тектоническая обстановка в это время была довольно спокойной, на что указывает наличие унаследованных и постоянно уменьшающихся в амплитуде структур, которые не оказали заметного влияния на условия сохранения скоплений УВ.

Получение непромышленных притоков тяжелой нефти в девонских межсолевых отложениях на ряде площадей (Восточно-Выступовичская, Радомлянская, Каменская и др.) Внутреннего грабена и выявление большого числа перспективных объектов [10], связанных с ними, не позволяет оптимистично рассматривать вероятность открытия в этих образованиях существенных скоплений нефти. Объясняется это крайне неблагоприятными условиями нефтегазогенерации, образования и сохранения залежей углеводородов.

В то же время полностью закрывать перспективы нефтеносности Внутреннего грабена Припятского палеорифта, на наш взгляд, нельзя. Здесь, кроме вышеназванных – Москвичевского и Котельниковского нефтяных месторождений – в девонских подсолевых карбонатных отложениях ранее было открыто Комаровичское месторождение и зафиксированы непромышленные притоки нефти в скважинах Савичская 1, Западно-Бобровичская 1, Южно-Валавская 35. Нам представляется, что нефтепоисковые работы к югу от Москвичевского, Котельниковского и Комаровичского месторождений могут быть продолжены при наличии объектов в девонских подсолевых отложениях им подобных как по размерам, глубине залегания целевых образований, так и разломов достаточно приличной амплитуды, ограничивающих их. При получении отрицательных результатов бурения поисковых скважин дальнейшее продолжение работ на нефть во Внутреннем грабене Припятского палеорифта нецелесообразно.

Таблица 1 – Геологические параметры, характеризующие подсолевые отложения в пределах нефтяных месторождений

№ п/п	Факторы, контролирующие формирование нефтяных месторождений / Месторождения	Основные этапы развития структурообразующих разломов (амплитуды разломов за соответствующее время, в м), в скобках показано процентное соотношение амплитуд						Амплитуды разломов	
		D <sub>3</sub> <sup>ev</sup>	D <sub>3</sub> <sup>z d-ptr</sup>	D <sub>3</sub> <sup>1 b-str</sup>	D <sub>3</sub> <sup>pl</sup>	C	P - T		J - A n
1	Озерщинское	434 (59)	236 (32)	12 (2)	7 (1)	-	10 (1)	36 (5)	735
2	Вост.Первомайское	434 (59)	236 (32)	12 (2)	7 (1)	-	10 (1)	36 (5)	735
3	Первомайское	96 (42)	114 (50)	7 (3)	6 (3)	-	-	4 (2)	227
4	Днепровское	400 (28)	150 (10)	730 (51)	25 (2)	100 (8)	15 (1)	5 (1)	1425
5	Ветжинское	970 (64)	-	50 (3)	-	200 (13)	-	-	1220
6	Речицкое	110 (4)	222 (8)	952 (35)	750 (28)	630 (23)	26 (0,8)	35 (1,2)	2725
7	Осташковичское	100 (6)	260 (17)	650 (42)	256 (16)	287 (18)	-	17 (1)	1570
8	Сосновское	120 (10)	109 (9)	800 (67)	70 (6)	87 (7)	9 (1)	-	1191
9	Надвинское	434 (80)	-	100 (18)	7 (1)	3 (1)	-	-	544
10	Барсуковское	960 (37)	750 (29)	720 (27)	40 (1,5)	16 (0,5)	58 (2)	80 (3)	2624
11	Малодушинское	455 (25)	130 (7)	900 (50)	207 (10)	83 (6)	20 (1)	20 (1)	1815
12	Золотухинское	100 (1)	150 (1)	450 (50)	350 (39)	18 ( )	46 ( )	-	1114
13	Тишковское	110 (4)	210 (8)	904 (36)	680 (27)	600 (23)	20 (1)	21 (1)	2545
14	Вишанское	270 (28)	270 (28)	400 (43)	-	-	40 (1)	-	980
15	Москвичевское	400 (94)	25 (6)	-	-	-	-	-	425
16	Давыдовское	50 (86)	100 (17,2)	35 (60,2)	80 (14)	-	-	-	580
17	Котельниковское	1225 (84)	225 (15)	-	-	-	-	-	1450

Особого внимания заслуживает промышленная нефтеносность верхнепротерозойских отложений, установленная на Тишковском и Речицком месторождениях. Так, на Тишковском месторождении при испытании вильчанской серии венда (верхний протерозой) в эксплуатационной колонне скважины 9053 получен приток нефти дебитом  $158 \text{ м}^3/\text{сут}$  на 6 мм штуцере, что в определенной мере является сенсационной новостью для Припятского прогиба. В разрезе верхнего протерозоя Припятского прогиба нет толщ, которые могли бы рассматриваться как нефтематеринские, если придерживаться органической теории образования УВ.

В работе Веретенникова, Махнача и др. [3] впервые была высказана мысль о том, что промышленные скопления УВ в вильчанской серии венда, скорее всего, были сформированы за счет нефти девонских отложений, которые на определенном этапе тектонического развития прогиба гипсометрически оказались ниже верхнепротерозойских ловушек.

Можно сказать, что в настоящее время на территории Припятского прогиба однозначно выделяется третий, потенциально очень перспективный нефтеносный комплекс, заслуживающий серьезного изучения. Если эта версия формирования залежей УВ в верхнепротерозойских отложениях окажется приемлемой, то наиболее нефтеперспективными объектами в них окажутся площади, в пределах которых в подсолевом комплексе открыты многозалежные нефтяные месторождения Припятского прогиба. Такие площади должны разбуриваться до вскрытия кристаллического фундамента. С целью выяснения связи разрывных нарушений в формировании и распространении на территории Припятского прогиба залежей нефти в девонских подсолевых и межсолевых отложениях нами выполнен анализ основных этапов развития разломов, контролирующих пространственное положение 34 нефтяных месторождений, в основном, расположенных в Северной зоне. Как отмечалось выше, в анализе участвуют также два месторождения, открытые во Внутреннем грабене Припятского палеорифта.

Из анализа таблицы №1 видно, что те месторождения, которые содержат залежи только в девонских подсолевых отложениях, как правило, контролируются разломами амплитудой около 1000 или несколько более метров, которые своих максимальных значений достигают в процессе накопления ливенских отложений (около 60%). В задонско-петриковское время интенсивность тектонических движений по этим разломам остается довольно значительной. В абсолютном выражении они составляют порядка 200 м, а в процентном – 30-35%. К концу палеозоя и на протяжении всего мезо-кайнозоя тектонические движения по таким разрывным нарушениям были с незначительными амплитудами (первые десятки метров, около 3-5%).

Совершенно иная картина наблюдается вдоль крупноамплитудных региональных разломов, к которым приурочены залежи нефти в девонских подсолевых и межсолевых отложениях, общее количество которых нередко превышает шесть и более. Амплитуды их довольно значительны и нередко достигают 2700 и более метров. В процессе накопления отложений ливенского горизонта увеличение амплитуд таких разломов происходит в диапазоне 4-37% от общей амплитуды, оставаясь практически на том же уровне и в задонско-елецкое время. Максимум своей амплитуды эти разломы достигают в лебедянско-стрешинское время (около 35-60%), что связано со зрелой стадией рифтового этапа Припятского прогиба.

В полесское и каменноугольное время амплитуды тектонических движений по рассматриваемым разломам хотя и носили постепенно убывающий характер, тем не менее, равнялись 35% современных амплитуд, а на отдельных площадях (Речицкая) – даже 53%.

Крупноамплитудные региональные разломы, как и разрывные нарушения, контролирующие пространственное положение залежей УВ только в девонских подсолевых отложениях Северной зоны Припятского прогиба, начиная с пермского периода вплоть до антропогена включительно были весьма пассивными и не оказали влияния на разрушение залежей нефти. Поскольку одни и те же разломы предопределили процессы формирования залежей УВ как в подсолевых, так и межсолевых отложениях, то можно сделать вывод об общности их истории развития. Следует лишь отметить одно уникальное обстоятельство, нехарактерное для Припятского прогиба, которое вытекает из анализа таблицы № 2. Уникальность этого явления заключается в том, что Александровский разлом, к которому приурочена одноименная зона поднятий, в отличие от других разломов Припятского прогиба, 35 % своей амплитуды дости-

Таблица 2 – Геологические параметры, характеризующие межсолевые отложения в пределах нефтяных месторождений

№ п/п	Факторы, контролирующие формирование нефтяных месторождений / Месторождения	Основные этапы развития структурообразующих разломов (амплитуды разломов за соответствующее время, в м), в скобках показано процентное соотношение амплитуд					Амплитуды разломов	
		D <sub>3</sub> <sup>zd-ptr</sup>	D <sub>3</sub> <sup>lb-str</sup>	D <sub>3</sub> <sup>pl</sup>	C	P - T		J – A n
1	Борщевское	260(35)	–	450(61)	–	9(1)	30(3)	749
2	Александровское	440(36)	–	750(62)	–	20(2)	–	1210
3	Ю-Александровское	440(36)	–	750(62)	–	20(2)	–	1210
4	Красносельское	220(8)	952(37)	750(29)	630(24)	26(1)	35(2)	2615
5	Западно-Тишковское	260(18)	700(45)	286(17)	298(19)	–	17(1)	1561
6	Осташковичское	260(18)	650(17)	256(19)	287(19)	–	17(1)	1470
7	Ю-Осташковичское	260(18)	650(17)	256(19)	287(19)	–	17(1)	1470
8	Золотухинское	150(15)	450(45)	350(34)	18(2)	46(4)	–	1014
9	Сосновское	109(10)	800(75)	70(6)	83(8)	9(1)	–	1071
10	Речицкое	222(38)	952(37)	750(29)	630(24)	25(1)	35(1)	2595
11	Вишанское	270(38)	400(56)	–	–	40(6)	–	710
12	Барсуковское	750(45,3)	720(43)	40(2,4)	18(1)	58(3,5)	80(4,8)	1666
13	Ю-Тишковское	210(9)	904(37)	680(28)	600(25)	20(0,5)	21(0,5)	2435
14	Тишковское	260(17)	700(46)	280(18)	272(18)	–	15(1)	1527
15	Ю-Сосновское	109(10)	800(75)	70(6)	83(8)	9(1)	–	1071
16	Ветхинское	–	50(20)	–	200(80)	–	–	250
17	Давыдовское	100(19)	350(66)	80(15)	–	–	–	530

гает в задонско-петриковское время. Этап его наибольшей активизации приходится на полесское время, когда он практически завершает свое развитие. В отличие от других разломов Припятского прогиба, этот разлом проникает в надсолевою часть разреза. Это обстоятельство явилось причиной частичного разрушения Александровского и Борщевского межсолевых месторождений, о чем свидетельствует отсутствие в них легких фракций УВ. Южно-Александровское межсолевое месторождение, наоборот, характеризуется закрытостью нефтяного резервуара, где условия его сохранения были довольно благоприятными, на что указывают высокие товарные качества вскрытой нефти.

Завершая рассмотрение роли разломов в формировании и распространении нефтяных месторождений Припятского прогиба, следует отметить их тесную генетическую связь. Разломы контролировали как процессы формирования, так и разрушения залежей УВ. Установлено, что региональные разломы, такие как Речицко-Вишанский и Червонослободско-Малодушинский, к которым приурочены наиболее крупные нефтяные месторождения Припятского прогиба, своих максимальных амплитуд достигли в стадии зрелого рифтогенеза. Причем характерно то, что размеры месторождений, количество залежей в них и, как следствие этого, запасы УВ в них напрямую зависят от основных этапов развития разломов и их амплитуд.

Учитывая вышеизложенное, можно сказать, что прежде чем ввести в бурение девонские подсолевые и межсолевые структуры Припятского прогиба, приуроченные к разломам, они должны быть проанализированы с тектонических позиций.

Авторы статьи отдают себе отчет, что наряду с тектоническими признаками имеется ряд факторов, которые оказывают то или иное влияние на формирование нефтяных залежей на территории Припятского прогиба. Однако роль тектонического фактора при этом неоспорима.

### Литература

1. Айзберг, Р. Е. Тектоническое районирование поверхности кристаллического фундамента Припятского палеорифта / Р. Е. Айзберг, Р. Г. Гарецкий, С. В. Клушин и др. // Доклады АН БССР, 1988. – Т. 32. – №2. – С. 152–155.

2. Бескопыльный, В. Н. Об основном очаге нефтегазообразования в Припятском нефтегазоносном бассейне / В. Н. Бескопыльный // Изв. АН СССР. Серия геологическая, 1975. – № 10. – С. 169–172

3. Веретенников, Н. В. Верхний протерозой Припятского прогиба – один из наиболее перспективных нефтеносных комплексов и приоритетных объектов поисково-разведочных работ в Беларуси в 2000-2015 г. г. / Н. В. Веретенников, А. С. Махнач и др. // Стратегия развития нефтедобывающей промышленности республики Беларусь на 2000-2015 г. г. Гомель.: РУП ПО «Белоруснефть». 1999. – С. 66–76.

4. Гаврилов, В. П. Роль региональных разломов в формировании залежей нефти и газа / В. П. Гаврилов // Геология нефти и газа, 1976. – №1. – С. 31–37

5. Гарцев, А. Я. Основные результаты геолого-разведочных работ в РУП «ПО Белоруснефть» за 2002-2005 гг. и направления поисковых работ на перспективу / А. Я. Гарцев, А. К. Доброденев // В сб. «Эффективные пути поисков разведки залежей нефти Беларуси». Гм.: 2007. – С. 42–48.

6. Горелик, З. А. Классификация разрывных тектонических нарушений Припятской впадины по времени их наибольшей активизации / З. А. Горелик, А. Н. Брусенцов, Ф. Ш. Шаяхметов // Новые данные по геологии БССР. Мн.: БелНИГРИ, 1977. – С. 146–154.

7. Демидович, Л. А. Формирование коллекторов нефтеносных комплексов Припятского прогиба / Л. А. Демидович, Мн.: Наука и техника, 1979. – С. 101–130.

8. Кононов, А. И. Комплексная оценка роли разрывных нарушений в формировании нефтяных залежей Припятского прогиба / А. И. Кононов // Направления нефтепоисковых и разведочных работ в Припятском прогибе. Мн.: БелНИГРИ, 1977. – С. 118–130.



9. Лавров, А. П. Гидрогеологические условия и показатели нефтегазоносности Припятского прогиба / А. П. Лавров, Л. И. Шаповал и др. // Вопросы нефтяной геологии и геофизики, Мн.: БелНИГРИ, 1973. – С. 72–102.

10. Познякевич, З. Л. Оценка возможности выявления залежей нефти в межсолоевом комплексе внутреннего грабена Припятского прогиба / З. Л. Познякевич, И. А. Слободянюк, Р. Е. Айзберг и др. // Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения. Гм.: РУП «ПО Белоруснефть», 2003. С. 108-122

11. Рынский, М. А. Формирование нефтяных месторождений в Припятском прогибе / М. А. Рынский // Вопросы нефтяной геологии и геофизики БССР, Мн.: БелНИГРИ, 1973. С. 156-165

Гомельский государственный  
университет им. Ф. Скорины

Поступило 17.06.10

РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ ИМЕНИ Ф. СКОРИНЫ