

**БАСЕЙН КАРБОНАТНОЙ СЕДИМЕНТАЦИИ В МАГНИТОГОРСКОМ ПРОГИБЕ  
ЮЖНОГО УРАЛА И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

© 2019 г. А. М. Тюрин<sup>1</sup>, М. А. Политыкина<sup>1</sup>, П. В. Панкратьев<sup>2</sup>, А. В. Коломоец<sup>1,2</sup>

1 – ООО "ВолгоУралНИПИГаз"

2 – Оренбургский государственный университет

**DOI:** 10.24411/1997-8316-2019-19802

*Аннотация:* в пределах оренбургских сегментов Магнитогорского прогиба и Восточно-Уральского поднятия Уральской складчатой системы впервые прогнозируется существование в ранне-среднекаменноугольное время классического бассейна карбонатной седиментации. В его прибрежно-морских зонах накопились терригенные и карбонатно-терригенные отложения. Дальше от берега находилась зона преимущественно карбонатной седиментации (шельф). В ней мощность известняков составляет 1000–1300 м. Еще дальше прогнозируется бортовой уступ карбонатного массива. В относительно глубоководных некомпенсированных впадинах отложились маломощные депрессионные аналоги шельфовых известняков (черные сланцы). Здесь же сформировались изолированные карбонатные постройки. Перспективы нефтегазоносности верхней части шельфовых известняков связаны со структурными и морфологическими ловушками в зонах развития юрских отложений, являющихся зональной покрывкой. Предполагается наличие в известняках условий (коллекторы и покрывки), благоприятных для формирования залежей углеводородов. В зоне развития прибрежно-морских фаций прогнозируется продуктивность пластов песчаника. Черные сланцы идентифицированы как доманикоиды. Добыча из них нефти и газа ведется в США и России. Рекомендованы первоочередные работы по оценке перспектив нефтегазоносности региона.

*Ключевые слова:* Уральская складчатая система, Магнитогорский прогиб, бассейн карбонатной седиментации, нефть, газ.

Тюрин Анатолий Матвеевич e-mail: tiurin2007@rambler.ru

**THE CARBONATE SEDIMENTATION BASIN IN THE MAGNITOGORSK TROUGH  
OF THE SOUTHERN URALS AND PROSPECTS OF ITS OIL AND GAS POTENTIAL**

**A. M. Tyurin<sup>1</sup>, M. A. Politykina<sup>1</sup>, P. V. Pankratiev<sup>2</sup>, A. V. Kolomoets<sup>1,2</sup>**

1 – Vunipigaz

2 – Orenburg State University

*Abstract:* the existence of classic carbonate sedimentation basin in the Lower-Middle Carboniferous age within the Orenburg segment of the Magnitogorsk trough and the East-Uralian uplift of the Ural fold system is projected for the first time. Terrigenous and carbonate-

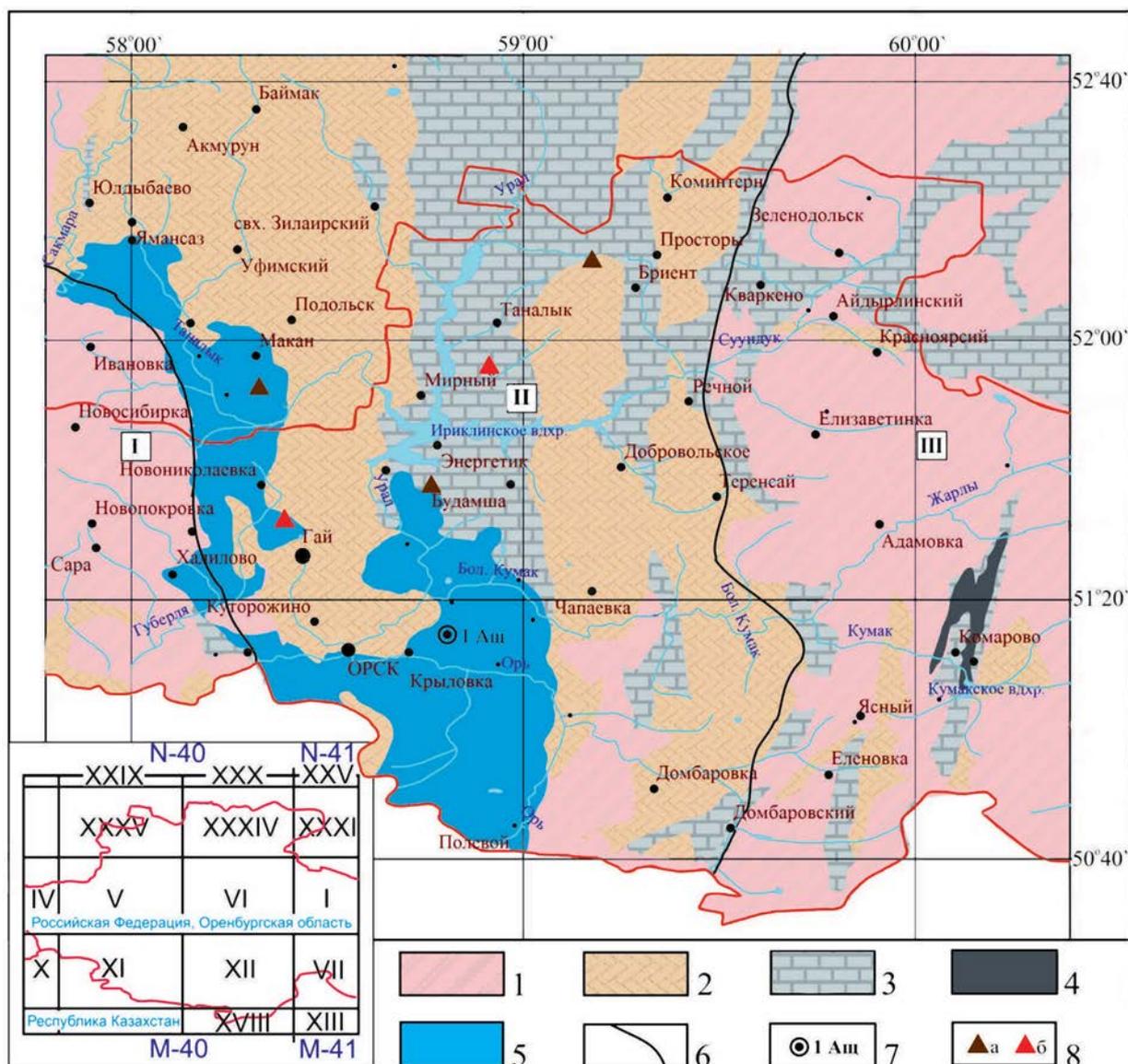
terrigenous deposits are accumulated in its coastal and marine areas. Further from the shore there was a zone of mostly carbonate sedimentation (shelf). The thickness of limestones is 1000–1300 m in it. Even further the side ledge of the carbonate massif is predicted. The depression analogues of shelf limestones (black shales) of low thickness are deposited in relatively deep uncompensated depressions. The isolated carbonate structures were formed here. The oil and gas potential of the upper part of the shelf limestones is associated with structural and morphological traps in the zones of Jurassic sediments which are the zonal seal. The presence of lithofacial conditions (reservoirs and seals) for the formation of hydrocarbon deposits in the limestones is assumed. The productivity of sandstone layers is predicted in the coastal-marine facies zone. The black shales are identified as domanicoids. Oil and gas are producing from it in the USA and Russia. The priority exploration work on assessing the oil and gas prospects in the region is recommended.

Key words: Ural fold system, Magnitogorsk trough, carbonate sedimentation basin, oil, gas.

Южный Урал (Уральская складчатая система) в геологическом контексте включает с запада на восток Предуральский прогиб, Западно-Уральскую зону складчатости, Центрально-Уральское поднятие, Магнитогорский прогиб, Восточно-Уральское поднятие, Восточно-Уральский прогиб и Зауральское поднятие. Мы рассматриваем его оренбургский сегмент (рис. 1). Магнитогорский прогиб и сопредельные площади изучены геологической съемкой, грави- и магниторазведкой, бурением и горными выработками. Однако регион исследован по направлению «Геологическое картирование и поиски твердых полезных ископаемых». Оценка перспектив его нефтегазоносности, за одним исключением, не производилась. Отдельные свиты, в составе которых имеются карбонатные породы, не идентифицировались как фации бассейна седиментации. Не изучены принципиальные для нефтегазовой геологии характеристики: фильтрационно-емкостные свойства пород, распространение и качество региональных и локальных флюидоупоров (покрышек), наличие структурных и неструктурных ловушек углеводородов.

В 1991–1992 гг. в оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба отработано три сейсморазведочных профиля МОГТ

общей длиной 142,9 км. Временные разрезы по ним имеются только на фотобумаге. На некоторых участках разрезов ОГТ осей синфазности отраженных волн не просматривается. На других они динамически выражены до глубин 4–6 км. Выделены признаки тектонических и литологических ловушек. По одному из профилей выявлен контрастный антиклинальный перегиб осей синфазности. С целью оценки перспектив нефтегазоносности разреза, изученного сейсморазведкой, в 1993 г. пробурена параметрическая скважина 1 Ащebutакская. Ее глубина 1261,2 м. От нуля и до глубины 303,5 м вскрыты серые плотные вязкие глины юрского возраста с редкими прослоями песков, ниже до забоя – толща массивных, толстослоистых органогенно-детритовых известняков светло-серого и серого цвета. В них выявлена фауна визейского возраста. В скважине проведен комплекс ГИС (ГК, КС, ПС, ГГК-П, КМВ), выполнен сейсмокартаж. Из интервала 303,5–340,0 м получен приток пластовой минерализованной воды. Вскрытый скважиной карбонатный разрез мощностью 957,7 м не характеризует стратиграфическую мощность визейского яруса. Залегание пластов известняка определено только по керну на глубине 502,0 м – 10° к оси керна (Л.Е. Смыкова, 1994 г.). Другие



**Рис. 1. Оренбургский сегмент Магнитогорского прогиба и сопредельные площади. Геологические формации, слагающие верхнюю часть разреза**

(обобщение результатов геологических съемок масштаба 1 : 200 000, А. В. Колмоец, 2019 г.)

1 – зона развития разновозрастных метаморфических и вулканогенных пород; 2 – отложения девона; 3 – карбонатные и карбонатно-терригенные отложения карбона (турнейско-башкирские); 4 – черные сланцы карбона (турнейско-визейские); 5 – терригенные отложения юры; 6 – границы тектонических элементов; 7 – положение скв.1 Ащebutакской; 8 – нефтегазопоявления: а – битум, б – метан.

Тектонические элементы: Центрально-Уральское поднятие (I), Магнитогорский прогиб (II), Восточно-Уральское поднятие (III).

На врезке показано положение листов геологических съемок масштаба 1 : 200 000.

работы на нефть и газ в восточной части Оренбургской области не выполнялись.

Перспективы нефтегазоносности башкортостанской части Магнитогорского прогиба рассмотрены авторами публикаций [2, 4]. Приведены нефтепроявления при буре-

нии скважин. На Уральской площади они отмечены в известняках нижнего и среднего карбона в трех скважинах, в том числе скопления по трещинам в керне густой темно-коричневой нефти. Группа оренбургских специалистов обосновала перспективы неф-

тегазоносности оренбургской части прогиба с общегеологических позиций [5]. Обобщила проявления углеводородного газа, битумов и асфальтитов на Южном Урале, включая и выявленные или зафиксированные при работах на твердые полезные ископаемые [6] (рис. 1). Вывести изучение восточной части Оренбургской области в практическую плоскость попытались специалисты ООО «ВолгоУралНИПИГаз» [9, 10]. Их рекомендации «Оценка перспектив нефтегазоносности оренбургской части складчатого Урала» (2010 и 2013 гг.) на постановку региональных сейсморазведочных работ МОГТ рассмотрены соответствующими структурами Федерального агентства по недропользованию (*Роснедра*) и ПАО «Газпром». Рекомендованные работы не попали в первоочередные, выполняемые за счет средств федерального бюджета. Главная причина – недостаточная обоснованность перспектив нефтегазоносности региона. В регионе не прогнозировались крупные месторождения газа. По этой причине он был не интересен ПАО «Газпром». В настоящей статье изложены результаты дальнейшего обоснования перспектив Магнитогорского прогиба.

К настоящему времени ситуация с прогнозом нефтегазоносности оренбургского сегмента Уральской складчатой системы, по сравнению с 2009–2013 гг., существенно изменилась. Специалистами ООО «ВолгоУралНИПИГаз» завершена геолого-экономическая оценка двух новых направлений работ на нефть и газ в этом регионе.

Карбонатно-терригенные отложения (флишоиды) сакмаро-саранинского возраста башкортостанского и каменноугольно-саранинского оренбургского сегментов юга Предуралья прогиба, а также позднедевонско-саранинского востока Прикаспийской впадины являются единым гигантским клиноморфным геологическим телом, имеющим длину до 900 км, ширину – до 75 км и

мощность – до 7,5 км. Формационно флишоиды являются частью Уральской складчатой системы, поскольку их накопление прямо и непосредственно связано с одним из этапов ее развития. Вся их толща в оренбургском сегменте Предуралья прогиба является единым газомещающим резервуаром, по своим характеристикам соответствующим газоносным сланцевым полям США [11]. Построена геолого-геофизическая модель флишоидов. В оренбургском сегменте Предуралья прогиба выделено пять типов их разреза, в каждом из которых по данным ГИС оценен процент содержания пластов-коллекторов. Ресурсы и приведенные запасы газа в толще флишоидов оренбургского сегмента Предуралья прогиба, полученные прямым подсчетом, составили 43799,2/5278,1 млрд м<sup>3</sup> (категория D<sub>2</sub>). Дальнейшее изучение газоносных флишоидов будет осуществляться в рамках «Программы освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа», утвержденной председателем правления ПАО «Газпром» А. Б. Миллером в 2017 г.

Обоснованы высокие перспективы девонских, каменноугольных и нижнепермских карбонатно-терригенных отложений Западно-Уральской зоны складчатости. По результатам геологической съемки и региональной сейсморазведки МОГТ выявлены локальные перспективные объекты. По двум вариантам – оптимистичному и пессимистичному, подсчитаны их ресурсы нефти и свободного газа (категория D<sub>1</sub>). Ресурсы нефти составили 928,8/580,5 млн т, газа – 734,4/459,0 млрд м<sup>3</sup> (оптимистичный/пессимистичный). Выделены наиболее перспективные участки, даны рекомендации ПАО «Газпром» по их лицензированию с целью поиска месторождений нефти и газа.

Здесь нужно отметить важный момент. Геолого-экономическая оценка Западно-Уральской зоны складчатости выполнена

только благодаря результатам региональных сейсморазведочных работ МОГТ. В ее пределах отработано 1526,3 км профилей, в том числе 120,2 км по проектам ГРР ООО «Газпром добыча Оренбург», остальной объем – в рамках программ Роснедра. По одной из них в 2011–2013 гг. отработано 1008 км профилей. Площадь горного отвода составила 3970 км<sup>2</sup>. Плотность сейсморазведочных профилей в его пределах – 0,38 км/км<sup>2</sup>. Этот опыт является базовым для обоснования первоочередных работ в Магнитогорском прогибе с целью оценки перспектив его нефтегазоносности.

В 2018 г. во ВСЕГЕИ (<http://geo.mfvsegei.ru>) завершено издание в цифровом виде государственных геологических карт масштаба 1:200000 и объяснительных записок к ним по востоку Оренбургской области. Ниже мы ссылаемся на эти данные, указывая листы геологических карт. Точно так же ссылаемся на Объяснительную записку к геологической карте листа N-40 (41) «Уфа» масштаба 1:1000000 (2001 г.), которая находится в доступе на интернет-ресурсах.

В рамках выполнения работ по гранту «Металлоносные черные сланцы как перспективный источник благородных металлов восточного Оренбуржья» специалисты Оренбургского государственного университета [7] изучили черные сланцы Кумакского рудного поля (центральная часть Восточно-Уральского поднятия) (рис. 1). Полученные результаты имеют принципиальное значение и при оценке перспектив нефтегазоносности Магнитогорского прогиба.

В геологическом строении восточной части оренбургского сегмента Уральской складчатой системы и ее сопредельных регионов принимает участие широкий комплекс пород от нижнепротерозойских до современных. Протерозой сложен гнейсами и сланцами. Рифей, кембрий и ордовик – гнейсами, сланцами, а также кварцитами, эклогитами и другими метаморфиче-

скими образованиями. Отложения девона представлены терригенными и терригенно-карбонатно-кремнистыми породами, вулканогенно-осадочными и граувакковыми песчано-сланцевыми толщами, мраморизованными известняками и мраморами. Имеются и крупные постройки, сложенные рифогенными известняками с многочисленными остатками кораллов, брахиопод и криноидей. Выделяются лавы андезитов, андезидацитов, дацитов и риодацитов, а также их туфы. Мощность отложений девона достигает нескольких тысяч метров. Свиты каменноугольных отложений имеют терригенный, карбонатно-терригенный и карбонатный состав. Их общая стратиграфическая мощность – 1,5 км. Юра представлена катынадырской свитой (J<sub>1</sub>kt), нерасчлененными орской и романкульской свитами (J<sub>2</sub>og-rm). Разрез сложен алевритистыми и песчанистыми глинами, мелко-среднезернистыми песками, а также слаболитифицированными песчаниками и алевролитами. В центральной части Магнитогорского прогиба мощность отложений юры достигает 450 м. Ниже рассмотрены разрезы ранне-среднекаменноугольного возраста.

Кизильская свита (C<sub>1-2</sub>kl) сложена известняками. Развита в центральной части Магнитогорского прогиба. Возраст поздне-визейско-раннебашкирский. Описание ее горизонтов визейско-серпуховского возраста дано по разрезу берегов реки Янгелька (N-40 (41) «Уфа»).

1. Известняки массивные биогермные, участками доломитизированные, а также слоистые органогенно-обломочные, переходящие в известковистые песчаники. Биогермные известняки обычно водорослевые, а также фораминиферовые, брахиоподовые, кораллово-брахиоподовые, криноидно-полидетритовые (160–400 м).

2. Известняки пелитоморфные и мелкодетритовые, иногда водорослево-полидетритовые (110–125 м).

3. Известняки слоистые, водорослево-пелитритовые, фораминиферовые, реже пелитоморфные, брекчиевидные и массивные водорослевые, нередко доломитизированные (10–150 м).

4. Известняки, аналогичные описанным выше в горизонтах 2 и 3 (8–150 м).

Мощность нижнекаменноугольной части кизильской свиты колеблется от 330–550 до 900 м. Ее верхняя часть имеет раннебашкирский возраст. Включает четыре горизонта: богдановский (известняки массивные биогермные, 30–60 м); сюранский (известняки слоистые и массивные, пелитоморфные, 100–250 м); акавасский (известняки слоистые и массивные, биогермные, водорослево-фораминиферовые, 3–120 м); аскынбашский (известняки слоистые с тонкими прослоями мергелей, аргиллитов и алевролитов, 12–45 м).

В пределах листа (М-40-ХІІ «Ясный») нижняя часть кизильской свиты ( $C_1kl$ ) включает только верхневизейские отложения. Нижневизейские отложения включены в брединскую свиту. Среднекаменноугольная часть кизильской свиты ( $C_{1-2}kl$ ) в составе богдановского, каменногорского, акавасского и аскынбашского горизонтов выделена как аккермановская свита (М-40-ХІ «Орск»). Эти два разных варианта выделения кизильской свиты мы будем различать в тексте по ее индексам ( $C_{1-2}kl$  и  $C_1kl$ ). Соотношение свит иллюстрируется рисунком 2.

Аkkerмановская свита ( $C_2ak$ ) слагает верхнюю часть разреза Аккермановско-Анастасьевского грабена. Преобладают известняки органогенные, органогенно-обломочные, пелитоморфные и глинистые. Отмечаются прослои светло-серых кремней, спонголитов, мергелей, глинистых сланцев, доломитов и алевролитов. В основании разреза свиты линзы конгломератов. Свита залегает с угловым и азимутальным несогласием на белоглинской толще, перекрывается юрскими, участками верхнетриасовыми

отложениями. Мощность свиты 350–400 м. Отнесена к башкирскому ярусу. Белоглинская толща представлена частым переслаиванием известняков и известково-кремнистых пород. Мощность 75–130 м. Отнесена к серпуховскому ярусу.

На западе Магнитогорского прогиба брединская свита ( $C_1bd$ ) по литологическому составу разделена на две подсвиты (М-40-ХІІ «Ясный»). Нижняя сложена конгломератами, песчаниками, глинистыми и кремнистыми сланцами, туффитами, верхняя – известняками. Мощность свиты 600 м, возраст позднетурнейско-ранневизейский. Контакт с кизильской свитой ( $C_1kl$ ) согласный.

Можно условно принять, что верхнему подъярусу брединской свиты соответствует горизонт 1 кизильской свиты ( $C_{1-2}kl$ ). Тогда границе ее подъярусов будет соответствовать граница турне и визе. Этим же определяется начало карбонатного цикла седиментации – ранний визей. Продолжался цикл как минимум до раннебашкирского времени включительно (рис. 2). Мощность карбонатов составила 1500–1800 м. Образовались они в условиях шельфа. Начальный этап формирования бассейна карбонатной седиментации характеризует карбонатно-терригенная толща ( $C_1ct$ ) (М-40-ХІІ «Ясный»). Ее возраст, предположительно, визейский. Нижняя часть толщи сложена песчаниками, алевролитами, глинистыми и углисто-глинистыми сланцами. Имеются линзы обломочных и органогенно-обломочных известняков. Это говорит о том, что в бассейне уже началось «очаговое» накопление карбонатов. К верхней части разреза доля карбонатных пород увеличивается. Уже песчаники и углистые сланцы образуют в них редкие маломощные прослои. Общая мощность толщи достигает 400 м.

Севернее рассматриваемого региона цикл карбонатной седиментации начался в фамене. В районе горы Магнитная на из-

Система, ярус	Свита*	Свита**	Литологическая колонка	Описание литологии пород
Юра J	J	J1kt, J2og-gm		По данным геологической съемки: алевритистые и песчанистые глины, мелко-среднезернистые пески, слаболитифицированные песчаники и алевролиты. Мощность до 450 м. По данным бурения скважины 1 Ащевутакская: глины темно-серые (интервал 303,5-110,5 м), алевролиты глинистые, пески. Мощность 300 м.
Башкирский C <sub>2</sub> b	Кизильская свита C <sub>1,2</sub> kl	Аккермановская свита C <sub>2</sub> ak		Известняки органогенные, органогенно-обломочные, и глинистые. Отмечаются прослои светло-серых кремней, спонголитов, мергелей, глинистых сланцев, доломитов и алевролитов. В основании разреза линзы конгломератов. Мощность 350-400 м.
Серпуховский C <sub>1</sub> s		Кизильская свита C <sub>1</sub> kl		Из интервала 303,5-340,0 м получен приток пластовой минерализованной воды. Известняки с резкоподчиненными прослоями глинисто-кремнистых сланцев (М-40-VI "Джуса"). Мощность 500 м.  Известняки слоистые, водорослево-полидетритовые, фораминиферовые, реже пелитоморфные, брекчиевидные и массивные водорослевые, нередко доломитизированные (N-40 (41) "Уфа")
Визейский C <sub>1</sub> v		Брединская свита C <sub>1</sub> bd		Известняки пелитоморфные и мелкодетритовые, иногда водорослево-полидетритовые (N-40 (41) "Уфа")
Турнейский C <sub>1</sub> t	Свита г. Магнитная	Брединская свита C <sub>1</sub> bd		Известняки массивные, биогермные, участками доломитизированные, а также слоистые органогенно-обломочные, переходящие в известковистые песчаники. Биогермные известняки обычно водорослевые, а также фораминиферовые, брахиоподовые, кораллово-брахиоподовые, криноидно-полидетритовые. Мощность 160-400 м.
				Конгломераты, песчаники, глинистые и кремнистые сланцы, туффиты с прослоями углей. Мощность 200-440 м.

\*N-40 (41) "Уфа", \*\*М-40-ХI "Орск", М-40-ХII "Ясный"

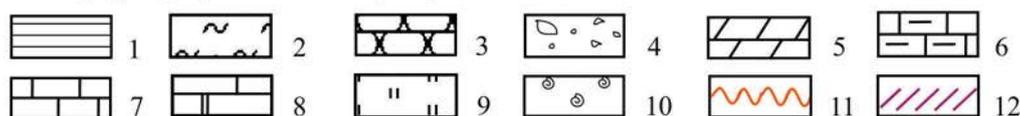


Рис. 2. Магнитогорский прогиб. Сводная литолого-стратиграфическая колонка позднетурнейско-башкирских отложений карбона и юры

1 – глины и аргиллиты, 2 – алевролит, 3 – песчаник, 4 – конгломерат, 5 – мергель, 6 – известняк глинистый, 7 – известняк, 8 – доломит, 9 – кремнистые породы, 10 – включения фауны, 11 – стратиграфические несогласия, 12 – зональная покрывка

вестняках фамена согласно залегают известняки турнейско-визейского возраста (N-40 (41) «Уфа»). Они средне- и тонкослоистые, органогенные и детритовые; органогенные мелкодетритовые, сгустково-комковатые и шламово-детритовые; толстослоистые, иногда черные глинистые с многочисленными прослоями черного аргиллита; толстослоистые, криноидные и криноидно-полидетритовые, прослоями брахиоподовые и коралловые. Общая мощность 100–250 м.

В северной части листа (M-40-VI «Джуса») аналогом известняков кизильской свиты ( $C_{1-2}kl$ ) является каморзинская толща ( $C_{1-2}kn$ ). Ее возраст верхневизейско-башкирский. Фациальный состав по площади непостоянный. В районе поселка Энбекши в разрезе толщи преобладают известняки. Севернее она сложена переслаиванием углисто-известковых аргиллитов, алевропелитов, известняковых алевролитов, реже – мелкозернистых песчаников. Мощность до 1000 м. Цвет пород от серого до темно-серого и черного. Песчаники состоят из зерен плагиоклаза (60–80%), кварца (8–15%), обломков известняков (5–10%) и кремнистых пород (до 3%). Цемент базальный до открытого порового, представлен углисто-глинисто-известковым материалом. Первый тип разреза каморзинской толщи соответствует фациям шельфа, второй – фациям прибрежно-морской зоны. Последними сложена и нижняя часть карбонатно-терригенной толщи ( $C_1st$ ).

В пределах Восточно-Уральского поднятия на поверхность выходят черные сланцы ордовикского и турнейско-визейского возраста. Это плотные с грубой отдельностью породы со значительным количеством углистого вещества, находящегося в тонкораспыленном состоянии, а также в виде графитизированных стяжений. В составе углеродистого вещества преобладают сапропелевые компоненты. Ранее авторы

публикации [7] рассмотрели сланцы с металлогенетических позиций. Высказали предположение, что они связаны с грабенообразными структурами рифтовидного типа. Здесь обозначим ключевую гипотезу. Сланцы каменноугольного возраста являются депрессионными аналогами визейско-башкирской толщи известняков Магнитогорского прогиба. Предполагается, что их верхняя часть с серпуховско-башкирской фауной размыта.

По данным, приведенным в опубликованной литературе и в отчетах геологов, при учете отмеченных выше особенностей разрезов отложений нижнего и среднего карбона можно уверенно реконструировать один из этапов развития региона, включающего Магнитогорский прогиб и Восточно-Уральское поднятие в пределах Оренбургской области.

На рубеже раннего и позднего турне завершилась субдукция океанической коры под Магнитогорскую дугу. В позднем турне началось заполнение терригенными осадками окраинно-континентальных бассейнов. К началу визе сформировался мелководный шельф. В его пределах до конца башкирского времени накапливались известняки, карбонатно-терригенные и терригенные отложения. Но имелись и относительно глубоководные участки бассейна, в которых происходило накопление маломощных депрессионных осадков (кумакские сланцы). Фактически мы впервые прогнозируем в регионе существование классического бассейна карбонатной седиментации. В прибрежно-морских его зонах накапливались терригенные и карбонатно-терригенные отложения. Дальше от берега находилась зона преимущественно карбонатной седиментации (шельф). Еще дальше – бортовой уступ карбонатного массива. В относительно глубоководных некомпенсированных впадинах произошло накопление маломощных депрессионных отложений. Здесь же

формировались изолированные карбонатные постройки. Они сложены известняками, аналогичными накопившимся в зоне шельфа. Выше приведены все фациальные типы разреза седиментационного бассейна, кроме бортового уступа. Предполагается, что он будет примерно соответствовать уступам Тенгизского и Кашаганского карбонатных массивов Прикаспийской впадины, верхняя часть которых имеет серпуховско-башкирский возраст. Это то, что западные геологи обозначают термином «rim» – окраина карбонатного массива перед его склоном, сложенная преимущественно рифовыми фациями.

В позднебашкирское или московское время началась гиперколлизия – соприкосновение краев Восточно-Европейского и Казахстанского палеоконтинентов с почти полным закрытием бассейна карбонатной седиментации. Карбонатные отложения были выведены на поверхность и частично размывы. Карбонаты башкирского яруса сохранились только в тектонических впадинах. По результатам гиперколлизии сформированы главные тектонические элементы Уральской складчатой системы. Магнитогорский прогиб и Восточно-Уральское поднятие являются наложенными на смятые в складки отложения бассейна карбонатной седиментации. Следы разрушения карбонатов Магнитогорского прогиба имеются далеко на западе. В толще флишoidов (карбонатно-терригенные отложения) передовых складок Урала отмечены глыбы известняков визейского яруса (Горожанин В. М., 2015 г.). Попасть они сюда могли только с востока.

Выше изложены элементы научного прогноза существования в Магнитогорском прогибе и сопредельных регионах в ранне-среднекаменноугольное время бассейна карбонатной седиментации. Автор публикации [3], опираясь на изучение разрезов башкортостанского сегмента Магнитогорского прогиба, обосновала модель карбонатной

седиментации, принципиально отличную от нашей. В Центрально-Магнитогорской зоне выделен рифт. Зональность типов карбонатных отложений позднедевонско-среднекаменноугольного возраста определяется их положением по отношению к центральной зоне рифта и стадиями его тектонического развития. Перспективы нефтегазоносности региона с этих позиций не оценены.

На основе нашего научного прогноза выполнена предварительная оценка перспектив нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба. По результатам бурения скв.1 Ащевутакской установлено, что известняки визейского яруса трещиноватые (трещинный коллектор). Они перекрыты надежной крышкой – плотными вязкими глинами юры. При наличии структурных или морфологических ловушек по кровле известняков можно ожидать их нефте- или газоносность. Причем ловушки в центральной части Магнитогорского прогиба (в зоне развития отложений юры) будут находиться на глубинах 300–500 м. По результатам геологической съемки в известняках отмечается наличие прослоев глинистых сланцев. Они могут быть флюидоупорами. Вопрос о наличии в известняках поровых коллекторов пока открыт. Можно только предполагать, что в них имеются литологические условия для формирования залежей углеводородов. В отложениях прибрежно-морской части бассейна карбонатной седиментации залежи нефти и газа могут быть приурочены к пластам песчаников. Их продуктивные аналоги имеются в карбонатных разрезах девонского и каменноугольного возраста Волго-Уральской провинции [1].

Кумакские сланцы, выведенные на поверхности в центральной части Восточно-Уральского поднятия, являются классическими доманикоидами. Ближайшие их аналоги в США – Marcellus Shale, Haynesville Shale, Barnett Shale, Antrim shale, Utica shale

и New Albany shale. На всех отмеченных сланцевых полях ведется добыча нефти и/или газа. Например, Marcellus Shale – это черные тонкослоистые глинистые отложения, сформированные в морских условиях (глубина моря примерно 150 м) при недостатке кислорода. Особый интерес представляют Utica shale – тонкослоистые черные сланцы, обогащенные органикой. Матричная пористость – 2,0–6,0%, проницаемость – 0,0003–0,0012 мД. Ордовикский возраст сланцев вовсе не является помехой добычи из них нефти и газа. В России ближайшими аналогами кумакских сланцев являются доманиковая свита верхнего девона Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций, а также баженовская свита юры Западной Сибири. Это нетрадиционные резервуары нефти и газа. Для форсирования добычи из них нефти введены налоговые льготы. Из баженовской свиты в 2018 г. добыто 0,6 млн т нефти. С этих позиций мы прогнозируем нефтегазоносность кумакских сланцев ордовикского и турнейско-визейского возраста при их залегании на глубинах 500–4000 м.

Вопрос об источнике газа во флишоидах Предуральского прогиба не решен. Для дальнейшей его проработки обозначено три гипотезы [12].

1. Дофаменские отложения девона в пределах оренбургского сегмента передовых складок Урала представлены ассоциацией маломощных пластов депрессионных разностей карбонатно-терригенных пород, характерных для некомпенсированных впадин, и толщ терригенных пород, сформированных за счет сноса с востока. Депрессионные разности карбонатно-терригенных пород дофаменского возраста являются генерирующими. Образовавшийся в них газ мигрировал в нижнепермские флишоиды.

2. Газ флишоидов связан с интенсивными потоками глубинных углеводородов,

контролируемых разломами зоны сочленения Предуральского прогиба и складчатого Урала [8]. Эта гипотеза находится в идеологическом поле неорганической теории образования нефти и газа.

3. Предуральский прогиб (некомпенсированная впадина раннепермского возраста) и передовые складки Урала являются перикратонным склоном Русской плиты. Собственно предгорный прогиб, вернее накопленные в нем осадки, находятся сегодня под Центрально-Уральским поднятием на глубинах 10–20 км. В них и генерируется газ, который под большим давлением инжектируется и в толщу карбонатно-терригенных пород девонско-раннепермского возраста Западно-Уральской зоны складчатости, и в нижнепермские флишоиды Предуральского прогиба.

На этих же гипотезах базируется прогноз нефтегазоносности Магнитогорского прогиба. В соответствии с первой, кумакские сланцы вполне могут быть нефтематеринскими. Причем здесь не требуется их залегание на глубинах, где «включаются» фазы нефте- и газогенерации. В геологические эпохи осадочные отложения региона интенсивно прогревались.

Важный вопрос о широком проявлении в регионе постседиментационного метаморфизма осадочных пород (часть известняков девона превратилась в мрамор) мы оставим за рамками настоящей статьи.

В последнее десятилетие форсированными темпами развиваются технологии добычи нефти и газа из нетрадиционных резервуаров. Это, прежде всего, «Сланцевая революция» в США. В России данные работы стимулируются Распоряжением Правительства РФ от 3 мая 2012 г. № 700-р «О стимулировании реализации новых инвестиционных проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти» и поправками в налоговое законодательство. Прогнозируемые

нами месторождения нефти и газа в Магнитогорском прогибе будут «трудными» во всех отношениях – поиск, разведка, разработка. Но не сложнее тех месторождений нефти и газа с трудноизвлекаемыми запасами, которые будут вводиться в разработку через 10–15 лет. Возможно, мы ошибаемся. В мире известны складчатые системы, нефтегазоносные бассейны которых являются «старыми» регионами добычи нефти и газа. Например, Скалистые горы США.

Первоочередные работы по дальнейшему обоснованию перспектив нефтегазоносности оренбургского сегмента Уральской складчатой системы сводятся к следующему.

1. Выделение в пределах Магнитогорского прогиба и Восточно-Уральского поднятия фаций бассейна карбонатной седиментации ранне-среднекаменноугольного возраста, создание его принципиальной модели и прогноз отдельных элементов.

2. Оценка перспектив нефтегазоносности региона на основе результатов работ по пункту 1 и ближайшего аналога – Волго-Уральской карбонатной платформы девонско-раннепермского возраста.

3. Обоснование постановки региональных сейсморазведочных работ МОГТ. Перед ними должны быть поставлены три важные задачи – изучение геологического строения региона, решение конкретных задач рудной геологии, выявление нефтегазоперспективных зон с выдачей рекомендаций на постановку поисковых геофизических работ. Последние будут включать как минимум поисковые сейсморазведочные работы МОГТ, а также целенаправленную переобработку данных грави- и магниторазведки.

Представляется, что этот этап изучения Уральской складчатой системы целесообразно реализовать в рамках федеральной программы.

В заключение отметим следующее. Авторы публикаций [5, 6, 9, 10] и настоящей статьи, а также соответствующих рекомендаций выполнили анализ фактических данных по Южному Уралу исходя из своих научных интересов и понимания логики развития работ на нефть и газ. В соответствии с ней первоочередные работы в Магнитогорском прогибе рекомендуется начать в 2020–2021 гг.

#### Л и т е р а т у р а

1. Баранов В. К., Галимов А. Г., Денцкевич И. А. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. – Оренбург: Оренбург. кн. из-во, 1997. – 272 с.
2. Билалов Р. С., Камалетдинов К. А., Тагиров, Шихмуратов В. К. К оценке перспектив нефтегазоносности Магнитогорского синклинория на Южном Урале // Геология нефти и газа. – 1968. – № 7. – С. 35–39.
3. Горожанина Е. Н. Тектоно-седиментационная модель эволюции осадконакопления в Центрально-Магнитогорской зоне на Южном Урале // Геологический сборник. – 2015. – № 12. – С. 79–92.
4. Зуфарова Н. А., Лутфуллин Н. Н. Магнитогорский мегасинклинорий как возможно нефтегазоносный район // Геология нефти и газа. – 1974. – № 10.
5. Ольхова А. И., Панкратьев П. В., Хан И. С. О перспективах нефтегазоносности Магнитогорского синклинория на территории Оренбургской области // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2005. – № 10. – Т. 2. – С. 4–9.
6. Ольхова А. И., Панкратьев П. В., Персиянцев М. Н., Хан И. С. Проявление газа и битумов в покровно-надвиговых структурах западного склона Южного Урала // Геология, разработка и обустройство нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. – 2007. – Вып. 4. – С. 133–138.

## *Геология*

7. Панкратьев П. В., Коломоец А. В., Пантелеев В. С. Черные сланцы Кумакского рудного района Оренбургской области // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2018. – Вып. 96. – С. 55–60.

8. Политыкина М. А., Тюрин А. М. Толща нижнепермских флишоидов восточного борта юга Предуральяского прогиба – нетрадиционный нефтегазовмещающий резервуар // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. – 2002. – С. 411–413.

9. Политыкина М. А., Дроздов В. В., Тюрин А. М., Макаров С. Е. О перспективах нефтегазоносности Магнитогорского синклиория на территории Оренбургской области // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 8. – С. 12–16.

10. Политыкина М. А., Дроздов В. В., Тюрин А. М. Первоочередные задачи оценки перспектив нефтегазоносности оренбургской части складчатого Урала // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 12. – С. 62–65.

11. Политыкина М. А., Тюрин А. М., Дроздов В. В. Нижнепермские флишоиды юга Предуральяского прогиба и природный сланцевый газ // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий. – 2010. – С. 358–363.

12. Тюрин А. М. Оренбуржье: проблемы в изученности генезиса углеводородов, их миграции и формирования месторождений // Генезис, миграция и формирование месторождений углеводородного сырья в контексте их поиска, разведки и разработки. – 2018. – С. 176–180.

