

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2021

УДК 550.8:553.98:551.735/.15(470.56)

Политыкина М.А., Тюрин А.М.

ООО «ВолгоУралНИПИГаз»; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Оренбургский государственный университет», Оренбург, Россия, info@vunipigaz.ru, geologia@mail.osu.ru

Макаров С.Е.

Филиал «Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина», Оренбург, Россия, oren@gubkin.pro

Петрищев В.П., Панкратьев П.В.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Оренбургский государственный университет», Оренбург, Россия, geologia@mail.osu.ru

Багманова С.В., Коломоец А.В.

ООО «ВолгоУралНИПИГаз»; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Оренбургский государственный университет», Оренбург, Россия, info@vunipigaz.ru, geologia@mail.osu.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОРЕНБУРГСКОГО СЕГМЕНТА МАГНИТОГОРСКОГО ПРОГИБА

Оренбургский сегмент Магнитогорского прогиба является потенциально возможным направлением работ на нефть и газ. Рассмотрены результаты бурения и сейсморазведки. Приведена авторская модель бассейна карбонатной седиментации, существовавшего в регионе в нижне-среднекаменноугольное время. В его прибрежно-морских зонах накопились терригенные и карбонатно-терригенные отложения. На шельфе находилась зона преимущественно карбонатной седиментации, где мощность известняков достигает 1000-1300 м. За ней прогнозируется бортовой уступ карбонатного массива. В относительно глубоководной некомпенсированной впадине отложились маломощные депрессионные аналоги шельфовых известняков - черные сланцы. В некомпенсированной впадине сформировались изолированные карбонатные постройки. Оценены возможности сейсморазведки МОГТ по картированию нефтегазоперспективных объектов в нижне-среднекаменноугольных отложениях. Обозначены первоочередные задачи дальнейшего изучения перспектив нефтегазоносности региона.

Ключевые слова: *результаты поисковых работ на нефть и газ, нижне-среднекаменноугольные отложения, модель бассейна карбонатной седиментации, перспективы нефтегазоносности, Магнитогорский прогиб, Южный Урал.*

Общие сведения

Оренбургский сегмент Южного Урала (Уральская складчатая система) с запада на восток включает Западно-Уральскую зону складчатости (на западе сопрягается с Предуральским прогибом), Центрально-Уральское поднятие, Магнитогорский прогиб, Восточно-Уральское поднятие, Восточно-Уральский прогиб и Зауральское поднятие. Последнее на территории Казахстана граничит с Тургайским осадочным бассейном.

В Магнитогорской мегазоне Башкортостана (мегасинформу) с запада на восток выделяют следующие структурно-фациальные зоны: Присакмарскую, Таналыкскую,

Ирендыкскую, Уртазымскую, Кизильскую и Магнитогорскую [Пучков, Казанцева, 2009]. В восточной части Кизильской обозначают Гусихинскую зону. На этом этапе изучения региона авторы выделяют Магнитогорский прогиб (рис. 1). Он маркируется с востока и запада выходами на поверхность разновозрастных метаморфических и вулканогенных пород. Это соответствует специфике оценки нефтегазоносности слабо изученных регионов. Ширина прогиба - 100-120 км. На территории Казахстана Магнитогорскому прогибу соответствует Бакайская синклиналь [Бойко, Коробков, 2018], южному замыканию прогиба - Берчогурская синклиналь [Фауна и биостратиграфия..., 1987].

Центральной части Магнитогорского прогиба (в авторской трактовке) на территории Башкортостана соответствуют Кизильская и Гусихинская зоны [Пучков, Казанцева, 2009]. Их ширина достигает 20 км. С сопредельными структурно-фациальными зонами и между собой они сопрягаются через субмеридиональные региональные разломы. Кизильская зона прослежена на север на расстояние около 200 км. Сложена мощными толщами преимущественно осадочных карбонатных и терригенных пород, в меньшей степени осадочно-вулканогенными образованиями нижнего и среднего карбона. Геологи Башкортостана рассматривают её как перспективную на поиск месторождений нефти и газа [Пучков, Казанцева, 2009]. Гусихинская зона выделена только в южной части (ближайшей к границе Оренбургской области) Кизильской зоны.

Оренбургский сегмент Магнитогорского прогиба изучен геологической съемкой, грави- и магниторазведкой, бурением и горными выработками. Однако, его исследования проводились, главным образом, по направлению «Геологическое картирование и поиски твёрдых полезных ископаемых». Отдельные свиты, в составе которых имеются карбонатные породы, не идентифицировались как фации бассейна седиментации. Не изучены принципиальные для нефтегазовой геологии характеристики потенциально продуктивных пород: их фильтрационно-емкостные свойства, распространение и качество региональных и локальных флюидоупоров (покрышек), наличие структурных и неструктурных ловушек углеводородов. Работы по оценке перспектив нефтегазоносности оренбургского сегмента прогиба проведены в небольшом объеме. Соответствующие научно-исследовательские работы не выполнялись.

Отложения девона Магнитогорской мегазоны

Отложения девона в Магнитогорской мегазоне, включая её оренбургскую часть, представлены терригенными и терригенно-карбонатно-кремнистыми породами, вулканогенно-осадочными и граувакковыми песчано-сланцевыми толщами, мраморизованными известняками и мраморами. Выделяются лавы андезитов, андезидацитов,

дацитов и риодацитов, а также их туфы. Мощность отложений достигает нескольких километров. В контексте оценки перспектив их нефтегазоносности ниже приведены ключевые данные из монографии [Стратиграфия и корреляция..., 2010].

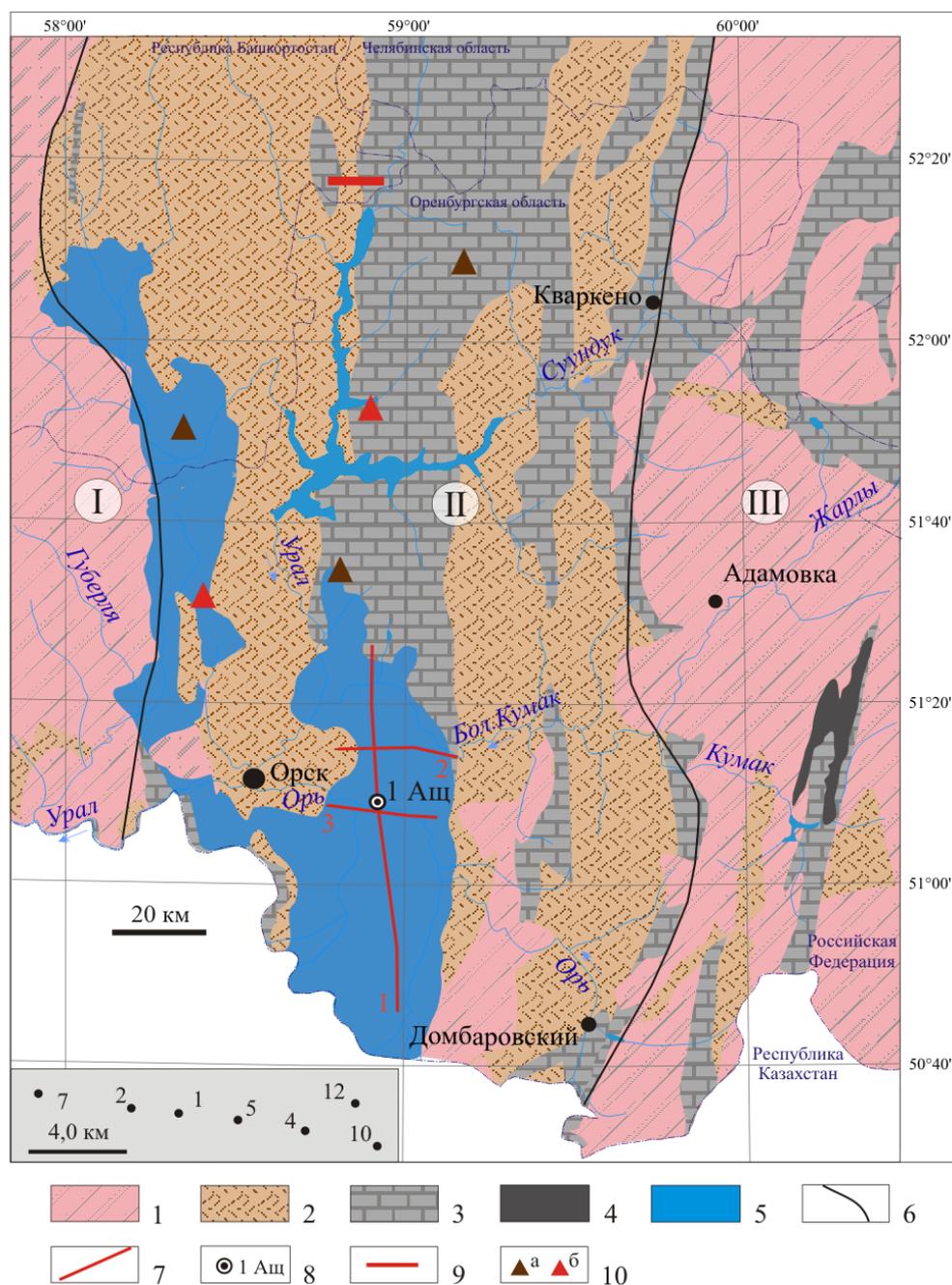


Рис. 1. Схема геологических формаций, слагающих верхнюю часть разреза, Оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба с сопредельными площадями (по результатам геологических съёмок)

1 - зона развития разновозрастных метаморфических и вулканогенных пород; 2 - отложения девона; 3 - карбонатные и карбонатно-терригенные отложения турнейско-баширского возраста; 4 - черные сланцы турнейско-визейского возраста; 5 - терригенные отложения юры; 6 - границы тектонических элементов Уральской складчатой системы; 7 - региональные сейсмозаведочные профили МОГТ; 8 - положение параметрической скв. 1 Ащевутакская; 9 - Уральский профиль скважин; 10 - нефтегазопроявления: а - битум, б - метан. Тектонические элементы: Центрально-Уральское поднятие (I), Магнитогорский прогиб (II), Восточно-Уральское поднятие (III). На врезке (нижний левый угол) показано положение скважин Уральского профиля.

Практически во всех стратиграфических подразделениях девона имеются мощные пачки переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов. Часто вместо аргиллитов в них присутствуют глинисто-кремнистые сланцы. В некоторых случаях отмечается ритмичное переслаивание слоёв терригенных пород. В других – бессистемное их залегание. В мазовской свите нижнего девона имеются известковистые песчаники, битуминозные известняки и линзы с обломками рифогенных известняков. Обломки рифогенных известняков нижнедевонско-нижнеэйфельского возраста присутствуют в ишкининской толще среднего девона. На правом берегу р. Большой Кумак на поверхность выходят рифогенные известняки «Джаналыкского рифа» (александринская толща среднего девона). Наличие органогенных известняков отмечено и в бабарыкинской толще верхнего девона.

В пределах Магнитогорской мегазоны в девонское время накопление карбонатов проходило на внутриокеанических изолированных вулканических поднятиях [Горожанина, 2010]. Эти поднятия могли иметь и не вулканическую природу. Например, приурочены к приподнятым тектоническим блокам, не связанным с вулканизмом. А последние можно картировать методами геофизики – магнито-, грави- и сейсморазведкой.

На территории Казахстана в западной части Магнитогорской мегазоны в разрезе верхнего девона на поверхность выходит пачка алевролитов, переслаивающихся со слабо битуминозными глинистыми сланцами [Розман, 1962]. Её мощность - 75 м. Вероятно, эта пачка имеется и в отложениях верхнего девона оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба.

Таким образом, в отложениях девона можно прогнозировать наличие резервуаров углеводородов (органогенные известняки и рифовые постройки, песчаники), покрышек (аргиллиты) и нефтематеринских пород (битуминозные известняки и сланцы).

Результаты изучения перспектив нефтегазоносности Кизильской зоны Башкортостана

Перспективы нефтегазоносности Магнитогорской мегазоны с общегеологических позиций рассмотрены в публикациях [Билалов и др., 1968; Зуфарова, Лутфуллин, 1974]. На территории Башкортостана в её Кизильской зоне рядом с границей Оренбургской области выполнен большой объем работ на нефть и газ. В 1963 г. здесь отработаны три сейсморазведочных профиля МОВ. В 1974-1975 гг. выполнены детальные работы МОГТ на нескольких площадях. По результатам геологической съёмки закартированы нефтегазоперспективные структуры. На Уральской структуре рекомендовано бурение глубоких скважин по широтному профилю. Пять скважин пробурены в 1970-х гг. XX в. [Тагиров, 1978] (рис. 1). Их глубины - от 2407 до 5010 м.

Авторская версия интерпретации результатов бурения по Уральскому профилю

Т.Т. Казанцевой (2009 г.) приведена на рис. 2. Выделены надвиги как с западным, так и восточным падением плоскостей сместителей. Известняки визейского и серпуховского ярусов карбона вскрыты скважинами 1 и 2. В верхней части разреза они имеют рифогенный облик. В разрезе скв. 5 (в его аллохтонной части) одновозрастные отложения представлены кремнисто-карбонатными породами, сформированными в относительно глубоководных условиях. Такой же состав пород в разрезе скв. 10. Отложения московского яруса в разрезе скв. 5 – терригенно-карбонатные (уртазымская свита), в разрезах скважин 4 и 10 – карбонатно-терригенные (кардаиловская свита).

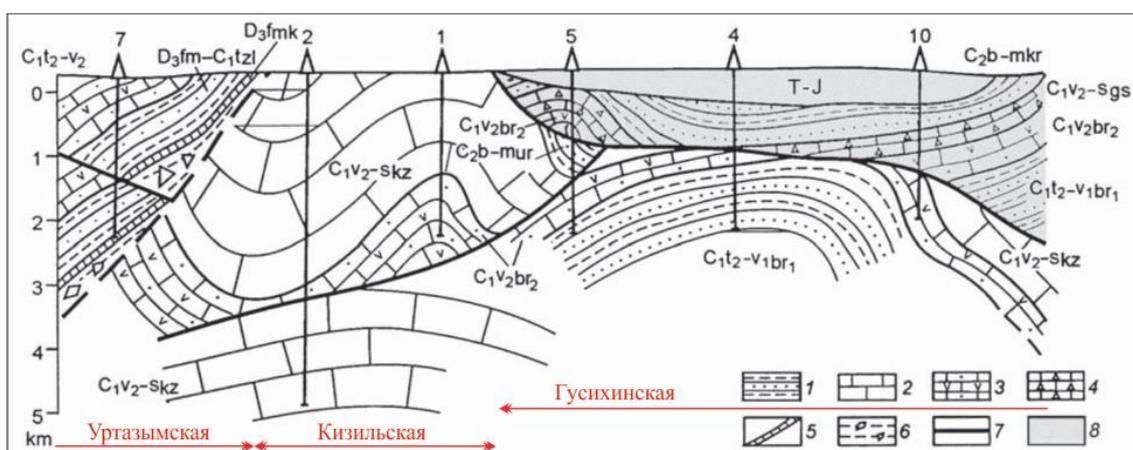


Рис. 2. Схематический геологический разрез через Кизильскую зону Магнитогорской мегазоны по данным бурения глубоких скважин (Уральский профиль) [Казанцева, 2009]

Структурно-фациальные зоны (красный цвет) нанесены авторами статьи по [Пучков, Казанцева, 2009].

1 - песчаники, алевролиты, аргиллиты; 2 - известняки; 3 - туфопесчаники, туфы; 4 - кремнистые известняки; 5 - кремни; 6 - брекчированные породы; 7 - надвиги; 8 - Гусихинский аллохтон. Верхний девон: D_3fm-C_{1t1z1} - фаменский ярус - нижний карбон, нижнетурнейский подъярус, зилаирская свита. Нижний карбон: $C_{1t2-v1br1}$ - верхнетурнейский - нижневизейский подъярусы, нижняя часть березовской свиты; C_{1v2br2} - тульский горизонт верхневизейского подъяруса, верхняя часть березовской свиты; C_{1v2skz} - верхневизейский подъярус - серпуховский ярус, кизильская свита; C_{1v2sgs} - верхневизейский подъярус - серпуховский ярус, гусихинская свита. Средний карбон: C_{2b-mur} - бакирский и московский ярусы, уртазымская свита; C_{2b-mkr} - бакирский и московский ярусы, кардаиловская свита.

Версия интерпретации результатов бурения по Уральскому профилю И.А. Тагирова (1978 г.) имеет принципиальные отличия от версии Т.Т. Казанцевой. По ней скв. 5 не вскрывает тектонический блок, надвинутый с востока на известняки кизильской свиты.

Нефтегазопроявления на Уральской площади отмечены в трёх скважинах. В керне скв. 5 (отложения уртазымской, кизильской и гусихинской свит) в порах и трещинах имелась густая нефть, а также выпоты жидкой нефти. В керне скв. 1 (березовская свита) - окрашенные нефтью стенки трещин. При бурении скв. 4 зафиксирован запах нефтяного газа [Казанцева, 2009], при бурении скв. 2 - интенсивные поглощения промывочной жидкости в

рифогенных известняках кизильской свиты на глубине 1248 м, в интервале 2910-2940 м и на глубинах 3085 и 4195 м. Это свидетельствует о наличии в её разрезе коллекторов с хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами. Из интервалов 2786-2815 и 3856-3932 м получены притоки воды. В скв. 4 из отложений кизильской свиты её дебит составил 62,4 м³/сут. В разрезе скважины выявлены три пласта-коллектора в кизильской и березовской свитах [Попов, Абдрахманов, 2017].

В публикации В.Г. Попова рассмотрены гидрогеологические критерии потенциальной нефтегазоносности отложений, вскрытых скважинами Уральского профиля [Попов, Абдрахманов, 2017]. В разрезе выделены три гидрогеохимические зоны. Пресные кислородно-азотные воды на глубинах ниже 1000 м сменяются солёными водами. Последние на глубинах 2000-3000 м – метановыми рассолами хлоркальциевого типа (Cl-Na-Ca, минерализация 36-320 г/л). Они являются реликтовыми метаморфизованными. То есть, рассолы этой зоны экранированы от вышележащих зон. Это благоприятный фактор для формирования залежей нефти и газа на глубинах ниже 2000-3000 м. В другой публикации эти же авторы отметили, что рассолы хлоркальциевого типа являются основным геохимическим типом вод нефтегазовых месторождений в седиментационных бассейнах эпикарельских (Восточно-Европейской и Сибирской) платформ [Абдрахманов, Попов, 2013].

В 2004 г. в районе Уральского профиля выполнены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ. По их результатам закартирована крупная антиклинальная структура, названная Уральской глубинной. Её простирание меридиональное, ширина соответствует Кизильской зоне. Наличие структуры подтверждено результатами обработки данных грави- и магниторазведки (2005 г.) [Пучков, Казанцева, 2009]. Она находится севернее Уральского профиля и рассматривается как нефтегазоперспективная.

В 2015 г. опубликована фундаментальная статья Е.Н. Горожаниной. По Центрально-Магнитогорской зоне обобщены данные по 11 типовым разрезам карбонатных и терригенных отложений девона и карбона. Построена тектоно-седиментационная модель осадконакопления, базирующаяся на этапах развития грабен-рифтовой структуры Магнитогорско-Богдановского грабена. Выделены дорифтовые, синрифтовые и пострифтовые осадочные последовательности.

Результаты изучения перспектив нефтегазоносности Оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба

В оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба в 1991-1992 гг. отработаны три региональных сейсморазведочных профиля МОГТ общей длиной 142,9 км (см. рис. 1). Временные разрезы по ним имеются только на бумаге. Выделены признаки тектонически

экранированных и литологических ловушек. По одному из профилей выявлен антиклинальный перегиб осей синфазности отражённых волн.

С целью оценки перспектив нефтегазоносности разреза, изученного сейсморазведкой, в 1993 г. пробурена параметрическая скв. 1 Ащевутакская. Точка её заложения находится на профиле 0191-9210 (см. рис. 1). Проектная глубина скважины – 1600 м, фактическая – 1261,2 м. Бурение остановлено из-за отсутствия финансирования. В скважине выполнен комплекс ГИС (ГК, КС, ПС, ГГК-П, КМВ) и сейсмокаротаж.

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 известняках имеются интервалы с интенсивной трещиноватостью. Местами они кавернозные. Каверны залечены кальцитом. Литологическая слоистость выявлена только в керне, отобранном на глубине 502 м. Ее угол составляет 10° к оси керна.

В скв. 1 Ащевутакская из интервала 300-320 м получен приток пластовой воды предположительно из щебнисто-галечниковых отложений, залегающих в подошве юрской толщи. Её минерализация - 2,5 г/л. Вода по ионно-солевому составу относится к сульфатно-хлоридно-натриевому типу. По данным ГИС минерализация воды в разрезе карбонатов примерно такая же, как в интервале, из которого получен ее приток.

Петрофизический анализ выполнен на 20 образцах керна (известняк), отобранного в интервале глубин 310-1260 м. Средняя пористость – 1,3%. Только один образец (глубина 310,2 м) с пористостью 7,1% и проницаемостью 0,396 мД (до экстракции) характеризует пласт-коллектор. В двух образцах проницаемость составляет меньше 0,01 мД. В пяти не определена. Остальные образцы - непроницаемые. Количество воды к объему породы у всех образцов - в диапазоне 2,51-2,70%.

Другие работы на нефть и газ в оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба не выполнялись.

Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента Предуральского прогиба

С общегеологических позиций первое обоснование перспектив нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба выполнено в 2005 г. [Ольхова, Панкратьев, Хан, 2005]. В 2007 г. опубликованы данные по проявлениям углеводородного газа, битумов и асфальтитов на Южном Урале, включая и выявленные или зафиксированные при работах на твердые полезные ископаемые (см. рис. 1) [Ольхова и др., 2007].

В 2009 и 2010 гг. перспективы нефтегазоносности Магнитогорского прогиба оценены как потенциально возможное новое направление работ на нефть и газ [Политыкина и др., 2009;

Политыкина, Дроздов, Тюрин, 2010].

В 2018 г. ВСЕГЕИ завершено издание в цифровом виде государственных геологических карт масштаба 1:200000 и объяснительных записок к ним по востоку Оренбургской области.

В рамках выполнения работ по гранту «Металлоносные черные сланцы как перспективный источник благородных металлов восточного Оренбуржья» (2018 г.) специалисты Оренбургского государственного университета изучили чёрные сланцы Кумакского рудного поля (рис. 3) [Коломоец, Панкратьев, 2019; Панкратьев, Коломоец, Пантелеев, 2018]. Полученные результаты имеют принципиальное значение и для оценки перспектив нефтегазоносности Магнитогорского прогиба. Сланцы залегают в толще терригенно-осадочных пород (C_{1t2-v_1}). Они серовато-черные, иногда черные, тонкозернистые, сланцеватые, легко раскалываются по плоскостям сланцеватости. Порода состоит из мелких зерен кварца, серицита и биотита в массе углистого вещества и пыли графита. Содержания $S_{орг}$ изменяются в широком диапазоне: от значений близких к 1 до почти 11%. Среднее - 4,7%. Углеродистое вещество представлено двумя типами: слабометаморфизованным сапропелевым седиментационно-диагенетическим и метаморфическим графитом. То есть, нефтематеринский потенциал в них полностью выработан. Наличие в сланцах сапропелевой составляющей $S_{орг}$ свидетельствует об осадочном происхождении их толщи.



Рис. 3. Фото выхода чёрных сланцев Кумакского рудного поля в обрывах р. Кумак (А.В. Коломоец, 2020 г.)

В 2019 г. обобщены результаты геологических съемок. Построены авторские версии взаимоотношений геологических формаций, слагающих верхнюю часть разреза (см. рис. 1), и

сводной стратиграфической колонки позднеуральско-башкирских отложений карбона (для карбонатных типов визейско-башкирских отложений) и юры (рис. 4). Впервые дан научный прогноз существования в пределах оренбургских сегментов Магнитогорского прогиба и Восточно-Уральского поднятия в нижне-среднекаменноугольное время классического бассейна карбонатной седиментации [Политыкина и др., 2019; Тюрин и др., 2019]. 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). Их нижняя часть изучена на Кумакском рудном поле. В некомпенсированной впадине сформировались и изолированные карбонатные постройки. Принципиальная модель бассейна карбонатной седиментации, существовавшего в нижне-среднекаменноугольное время (палеоплан на рубеж ниже- и верхнемосковского времени) приведена на рис. 5.

Прогноз бассейна карбонатной седиментации авторов близок к тектоно-седиментационной модели осадконакопления Е.Н. Горожаниной, принципиально отличается от нее [Горожанина, 2015]. В модель не включены терригенные и карбонатно-терригенные отложения, отнесённые авторами к прибрежно-морским зонам. Не имеется в ней и депрессионных аналогов шельфовых известняков – чёрных сланцев. С другой стороны, в модели показан элемент, который авторы называют бортовым уступом. Его верхняя часть сложена биогермными известняками башкирского яруса, изученными по разрезу «Калинино». В модель интегрирована информация о наличии в регионе «глубоководно-шельфовых известняков». Е.Н. Горожанина прогнозирует существование здесь в позднесерпуховское – раннебашкирское время шельфовой впадины. Она выделяется и в оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба. В известняках башкирского яруса отмечены прослой кремней и глинистых сланцев (см. рис. 4), а в верхней части разреза серпуховского яруса – глинисто-кремнистых сланцев. По мнению авторов прогноз Е.Н. Горожаниной (2010 г.) соответствует действительности. За бортовым уступом визе-башкирской карбонатной платформы выделяется иловая впадина. Авторы предполагают, что этот седиментационный элемент соответствует впадине перед бортовым уступом со стороны карбонатной платформы, в которой периодически происходило накопление относительно глубоководных отложений (рис. 5). Такая впадина показана на седиментационной модели периферийного крутого рампа, существовавшего в Тимано-Среднеуральском регионе в позднепалеозойское время [Резервуарная седиментология..., 2014, см. рис. 2.67].

Система, ярус	Свита*	Свита**	Литологическая колонка	Описание литологии пород
Юра J	J	J1kt, J2or-пг		По данным геологической съемки: алевроитистые и песчанистые глины, мелко-среднезернистые пески, слабо литифицированные песчаники и алевролиты. Мощность до 450 м. По данным бурения скважины 1 Ащевутацкая: глины темно-серые (интервал 303,5-110,5 м), алевролиты глинистые, пески. Мощность 300 м.
Башкирский C ₂ b				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 ₁ s	Кизильская свита C ₁ ki	Кизильская свита C ₁ ki		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 ₁ v		Брединская свита C ₁ bd		Известняки пелитоморфные и мелкодетритовые, иногда водорослево-полидетритовые (N-40 (41) "Уфа") Известняки массивные, биогермные, участками доломитизированные, а также слоистые органогенно-обломочные, переходящие в органогенные песчаники Биогермные известняки обычно водорослевые, а также фораминиферовые, брахиоподовые, кораллово-брахиоподовые, криноидно-полидетритовые. Мощность 160-400 м.
Турнейский C ₁ t	Свита г. Магнитная			Конгломераты, песчаники, глинистые и кремнистые сланцы, туффиты с прослоями углей. Мощность 200-440 м.

*N-40 (41) "Уфа", **M-40-XI "Орск", M-40-XII "Ясный"

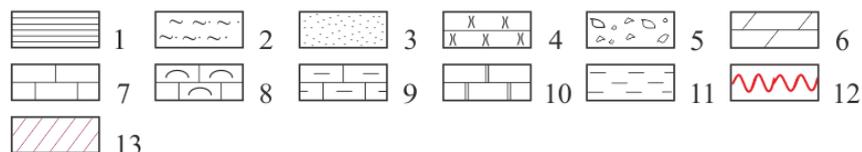


Рис. 4. Сводная стратиграфическая колонка позднетурнейско-башкирских отложений карбона (для карбонатных типов визейско-башкирских отложений) и юры Магнитогорского прогиба
1 - глина и аргиллит; 2 - алевролит; 3 - песок; 4 - песчаник; 5 - конгломерат; 6 - мергель; 7 - известняк; 8 - известняк биогермный; 9 - известняк глинистый; 10 - доломит, 11 - кремнистые породы; 12 - стратиграфические несогласия; 13 - зональная покрывка.

В Берчогурской синклинали в карбонатно-терригенных отложениях верхнего девона имеется горизонт черных кремнистых сланцев и пласты известняков. Карбон представлен нижней частью турнейского яруса. По трактовке авторов это карбонатно-терригенные отложения прибрежно-морской зоны. Их мощность достигает 900 м. Известняки (светло-

серые, водорослевые, массивные и толстослоистые, органогенно-обломочные, глинистые) залегают в пачках глинистых сланцев, алевролитов и песчаниках от редких прослоев до однородных слоёв мощностью в несколько десятков метров. В разрезе имеются и чёрные глины с прослойками глинистых известняков [Фауна и биостратиграфия..., 1987].

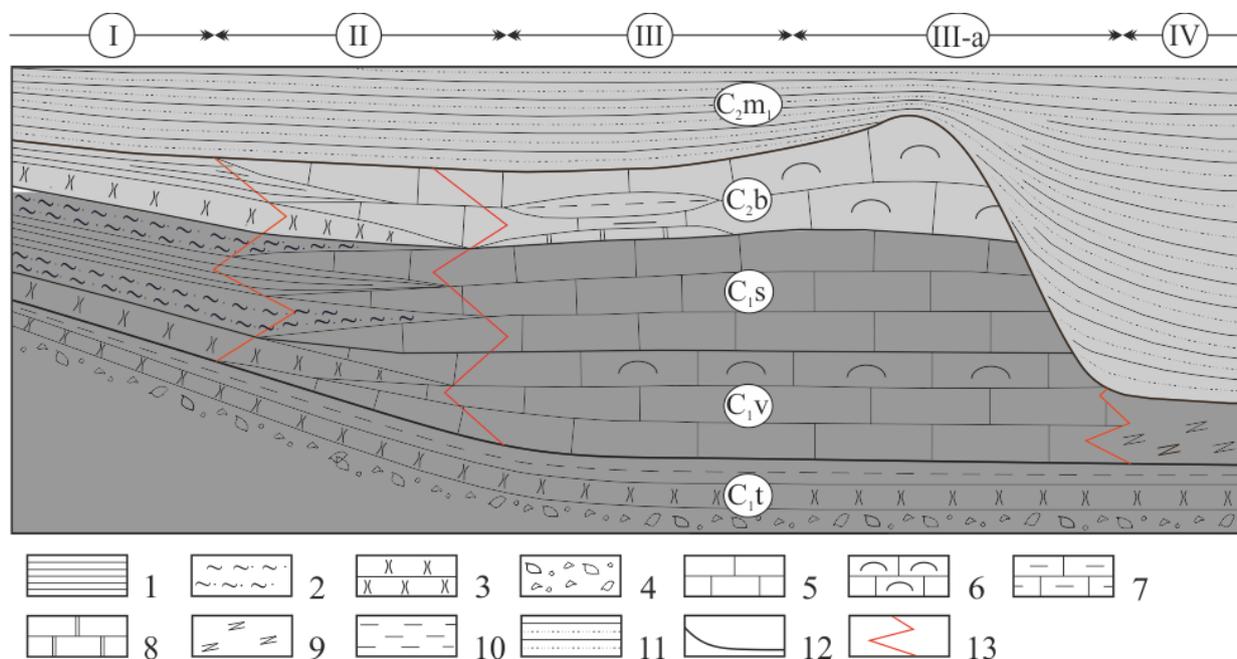


Рис. 5. Принципиальная модель бассейна карбонатной седиментации, существовавшего в нижне-среднекаменноугольное время (палеоплан на границе нижне- и верхнемосковского времени), Магнитогорского прогиба и Восточно-Уральского поднятия

1 - аргиллит; 2 - алевролит; 3 - песчаник; 4 - конгломерат; 5 - известняк; 6 - известняк биогермный; 7 - известняк глинистый; 8 - доломит; 9 - депрессионные аналоги известняков нижне-среднекаменноугольного возраста; 10 - кремнистые породы; 11 - флиши (алевролиты, песчаники известковистые, конгломераты); 12 - границы стратиграфических интервалов разреза; 13 - границы фациальных зон. Фациальные зоны: I и II - прибрежно-морские с накоплением преимущественно терригенных (I) и карбонатно-терригенных (II) отложений; III - преимущественно карбонатной седиментации (шельф); III-a - бортового уступа; IV - некомпенсированной впадины.

По данным сейсмокаротажа в скв. 1 Ащебутакская интервальная скорость сейсмических волн в отложениях юрского возраста составляет 1660 м/с. В известняках скорость относительно высокая – 6410 м/с, что указывает на их возможную доломитизацию.

На временных разрезах региональных сейсморазведочных профилей четко прослеживается отраженная волна I, достоверно идентифицированная с кровлей карбонатов нижне-среднекаменноугольного возраста (рис. 6). Динамически она хорошо выражена, является низкочастотной. Выше волны I отмечены параллельные ей высокочастотные оси синфазности, что свидетельствует о пластовом залегании нижней части разреза юры. Но на временах 0-0,2 с разрезы неинформативные. Таким образом, по данным сейсморазведки МОГТ можно получить достоверную информацию о строении

разреза, начиная с глубины 170 м от линии приведения.

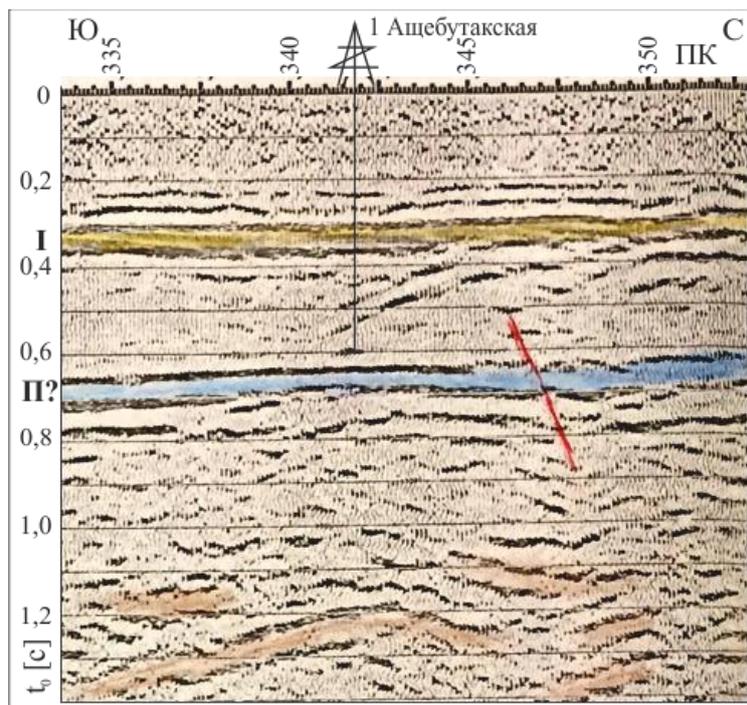


Рис. 6. Фрагмент временного разреза по региональному сейсморазведочному профилю 0191-9210 Магнитогорского прогиба (ОАО «Оренбургская ГЭ», В.И. Лошманов, 1993 г.) Красным цветом показан разлом.

Ниже волны I конформно ей прослеживается динамически выраженная волна II? Она низкочастотная и имеет яркую особенность – аномально низкую $V_{огт}$. По мнению специалистов ОАО «Оренбургской ГЭ» (В.И. Лошманов, 1993 г.) эта волна является двукратно отраженной (наиболее вероятная версия). Авторы же считают её целевой отраженной. Волна сформирована на подошве карбонатов визейско-башкирского возраста. Ее аномально низкая $V_{огт}$ обусловлена особенностью распределения в разрезе интервальных скоростей сейсмических волн. В соответствии с авторской трактовкой волны II? подошва карбонатов залегает на 130 м ниже забоя скважины. Их общая мощность составляет 1090 м. На временных разрезах ОГТ толще карбонатов соответствует волновая картинка типа «светлое пятно», что говорит об отсутствии в них акустически жестких протяженных отражающих границ. Это же отмечено в отчете по результатам бурения скв. 1 Ащebutакская (Л.Е. Смыкова, 1994 г.). Разрез известняков - монотонный. Дугообразные оси синфазности на временах карбонатов являются фрагментами дифрагированных волн, сформированных в зонах тектонических нарушений. Большинство из них находятся не в плоскости сейсморазведочных профилей.

Примерно на 500 м севернее скв. 1 Ащebutакская специалисты ОАО «Оренбургской

ГЭ» идентифицировали на временном разрезе разлом. По мнению авторов, следует говорить о зоне тектонического нарушения шириной порядка 400 м без явного вертикального смещения друг относительно друга сопряженных по ней тектонических блоков. Она не прослеживается в верхней части толщи карбонатов и нижней терригенных отложений юры. Возможно и то, что профиль пересѣк разлом под небольшим углом. Непосредственно в районе скв. 1 Ащebutакская тектонические нарушения на временном разрезе не просматриваются. Отмеченное субвертикальное залегания слоев известняков в разрезе на глубине 502 м указывает на то, что скважина находится в приразломной зоне.

Ниже волны П? прослеживается квазирегулярное волновое поле с редкими непротяженными низкочастотными осями сифазности непонятной природы. Скорее всего, большие базы группирования источников колебания и приемников подавили волны, сформированные на наклонных отражающих границах довизейских отложений. Кроме того, для их изучения сейсморазведкой МОГТ нужны большие максимальные расстояния между точками возбуждения и приѐма упругих колебаний.

Таким образом, в оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба по данным сейсморазведки МОГТ четко выделяются два структурных этажа. Границей между ними является волна П? – подошва карбонатов ниже-среднекаменноугольного возраста. Отложения верхнего структурного этажа имеют пластовое строение. В его пределах выделены два сейсмостратиграфических комплекса – верхний включает терригенные отложения юры, нижний – карбонаты. Границей между ними является отражѐнная волна I. Тектонические нарушения в верхнем структурном этаже выделяются уверенно. Про нижний структурный этаж пока можно говорить, что его строение существенно отличается от верхнего. Зона развития карбонатов ниже-среднекаменноугольного возраста, перекрытых отложениями юры, по контрастности проявления тектонических процессов кардинально отличается от башкортостанского сегмента, изученного Уральским профилем скважин.

Скв. 1 Ащebutакская задана на антиклинальном перегибе по отраженной волне П?. На временном разрезе отражена волновая картина типа «приразломная складка небольшой амплитуды» (см. рис. 6). При глубине скважины 1600 м вскрылось бы 209 м отложений, залегающих под карбонатами. Оценены перспективы их нефтегазоносности в благоприятных условиях (наличие ловушки). По волне I в точке заложения скважины ловушки углеводородов отсутствуют. Результаты её бурения прямо и непосредственно не характеризуют перспективы нефтегазоносности известняков нижнего карбона.

На временном разрезе по профилю 0191-9210 четко проявилась антиклинальная приразломная структура (рис. 7). Еѐ линейные размеры – 900 м, высота – 70 м/60 м,

глубина залегания от линии приведения – 180 м, от поверхности земли – 310 м. Небольшая глубина залегания карбонатов не снижает вероятность их продуктивности. Они перекрыты надежной покрывкой – вязкими глинами юры.

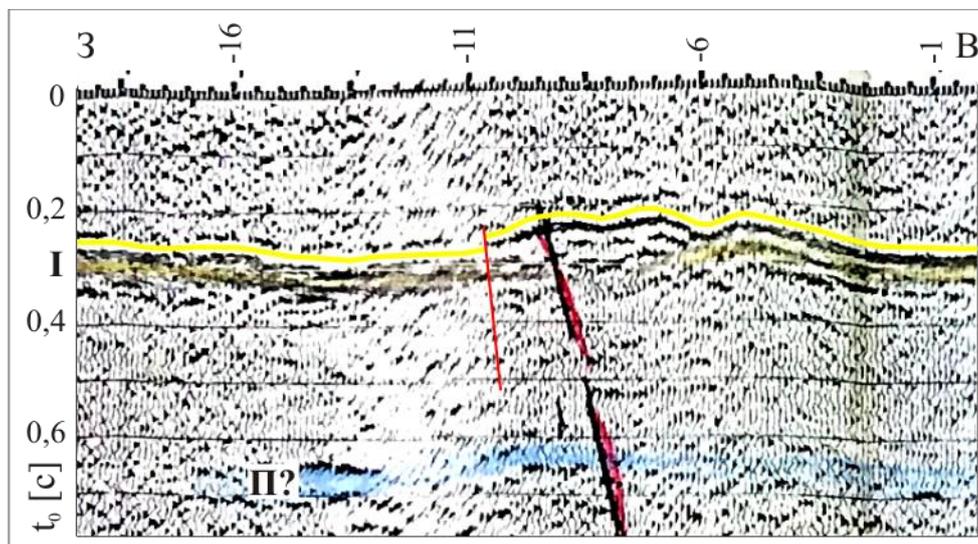


Рис. 7. Фрагмент временного разреза по региональному сейсморазведочному профилю 0191-9210 Магнитогорского прогиба (ОАО «Оренбургская ГЭ», В.И. Лошманов, 1993 г.) Корреляция фазы отраженной волны I выделена желтым цветом, разлом - красным цветом (интерпретация А.М. Тюрина).

Таким образом, сейсморазведка МОГТ, выполненная по современным технологиям, позволит изучить в Магнитогорском прогибе:

- терригенные отложения юры как региональную покрывку;
- потенциально продуктивные карбонаты ниже-среднекаменноугольного возраста;
- довизейские отложения, данные о перспективах нефтегазоносности в настоящее время отсутствуют.

Представляется, что сейсморазведка МОГТ также позволит изучить терригенные и карбонатно-терригенные отложения ниже-среднекаменноугольного возраста.

Карбонаты ниже-среднекаменноугольного возраста, перекрытые вязкими глинами юры (покрывка), являются ординарным поисковым объектом. Глубина залегания антиклинальных и приразломных ловушек по их кровле – от первых до нескольких сотен метров. Зона экранированных карбонатов раскрывается на юг в пределы Казахстана.

В оренбургском сегменте Магнитогорского прогиба возможно выявление крупных морфологических ловушек углеводородов, приуроченных к бортовому уступу и изолированным карбонатным постройкам ниже-среднедевонского возраста. Структурные ловушки прогнозируются в карбонатах, сформированных в зоне шельфа. В прибрежно-морской зоне (терригенные и карбонатно-терригенные отложения) с общегеологических

позиций можно прогнозировать и структурно-литологические ловушки. В регионе вполне вероятно и нефтегазоносность отложений девона. Ресурсы нефти и газа оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба могут быть значительными. Вопрос об источниках углеводородов, сформировавших прогнозируемые месторождения нефти и газа, требует специального рассмотрения. Потенциально нефтематеринские отложения в регионе имеются.

Первоочередные задачи дальнейшего изучения перспектив нефтегазоносности региона

Первоочередными задачами дальнейшего изучения нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба являются:

1. локализация в пределах Магнитогорского прогиба и Восточно-Уральского поднятия фаций бассейна карбонатной седиментации ниже-среднекаменноугольного возраста, разработка его геолого-геофизической модели;

2. оценка перспектив нефтегазоносности региона на основе полученной модели и ближайшего аналога – Волго-Уральской карбонатной платформы девонско-нижнепермского возраста;

3. специальная обработка данных грави- и магниторазведки с целью картирования структурно-фациальных зон;

4. обоснование постановки региональных сейсморазведочных работ МОГТ.

Этим работам должна предшествовать разработка «Программы изучения перспектив нефтегазоносности Магнитогорского прогиба как нового направления работ на нефть и газ».

Литература

Абдрахманов Р.Ф., Попов В.Г. Глубинные газово-жидкие флюиды Урала: геохимия, формирование, генезис // Геологический сборник. - 2013. - №10. - С. 200-210.

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.

Бойко Я.И., Коробков В.Ф. Критерии формирования глубинной нефти в Сакмарской поднадвиговой зоне казахского Урала // Уральский геологический журнал. - 2018. - №4 (124). - С. 19-30.

Горожанина Е.Н. Тектоно-седиментационная модель эволюции осадконакопления в Центрально-Магнитогорской зоне на Южном Урале // Геологический сборник. - 2015. - №12. - С. 79-92.

Горожанина Е.Н. Типы карбонатных платформ Южного Урала и Приуралья, их связь с нефтегазоносностью // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий. - 2010. - №8. - С. 188-191.

Зуфарова Н.А., Лутфуллин Н.Н. Магнитогорский мегасинклинорий как возможно нефтегазоносный район // Геология нефти и газа. - 1974. - № 10.

Казанцева Т.Т. Геологическое строение Кизильской зоны Магнитогорской мегасинформы в свете новых данных // Геология, география и глобальная энергия. - 2009. - № 3. - С. 27-32.

Коломоец А.В., Панкратьев П.В. Особенности черносланцевой формации восточного Оренбуржья // Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. - 2019. - № 2. - С. 5.

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.

Ольхова А.И., Панкратьев П.В., Хан И.С. О перспективах нефтегазоносности Магнитогорского синклиория на территории оренбургской области // Вестник Оренбургского государственного университета. - 2005. - № 10. - Т. 2. - С. 4-9.

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.

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.

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.

Политыкина М.А., Тюрин А.М., Багманова С.В., Панкратьев П.В., Коломоец А.В. О перспективах нефтегазоносности Магнитогорского синклиория на территории Оренбургской области // Новые направления работ на нефть и газ, инновационные технологии разработки их месторождений, перспективы добычи нетрадиционного углеводородного сырья. - 2019. - С. 76-88.

Попов В.Г., Абдрахманов Р.Ф. Гидрогеологические предпосылки нефтеносности Кизильской зоны Южного Урала // Вестник Института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. - 2017. - №1 (265). - С. 3-7.

Пучков В.Н., Казанцева Т.Т. О крупной погребенной антиклинали в Кизильской зоне Южного Урала // Доклады Академии наук. - 2009. - Т. 429. - №3. - С. 369-373.

Резервуарная седиментология карбонатных отложений / В.А. Жемчугова. - Москва: ЕАГЕ Геомодель, 2014. - 232 с.

Розман Х.С. Стратиграфия и брахиоподы фаменского яруса Мугоджар и смежных районов. Академия наук СССР. Труды геологического института. - 1962. - Вып. 50. - 196 с.

Стратиграфия и корреляция девонских отложений Магнитогорской мегазоны Южного Урала / В.А. Маслов, О.В. Артющкова. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. - 288 с.

Тагиров И.А. Новые данные о геологическом строении Магнитогорского синклиория // Тектоника и нефтеносность Урала и Приуралья. - 1978. - С. 7-11.

Тюрин А.М., Политыкина М.А., Панкратьев П.В., Коломоец А.В. Бассейн карбонатной седиментации в Магнитогорском прогибе Южного Урала и перспективы его нефтегазоносности // Недра Поволжья и Прикаспия. - 2019. - № 98. - С. 25-36.

Фауна и биостратиграфия пограничных отложений девона и карбона Берчогура (Мугоджары) / Отв. ред. В.А. Маслов. - М. : Наука, 1987. - 121 с.

Politykina M.A., Tyurin A.M.

LLC «VolgoUralNIPIgaz»; Orenburg State University, Orenburg, Russia, info@vunipigaz.ru,
geologia@mail.osu.ru

Makarov S.E.

Branch of the National University of Oil and Gas «Gubkin University», Orenburg, Russia,
oren@gubkin.pro

Petrishchev V.P., Pankrat'ev P.V.

Orenburg State University, Orenburg, Russia, geologia@mail.osu.ru

Bagmanova S.V., Kolomoets A.V.

LLC "VolgoUralNIPIgaz"; Orenburg State University, Orenburg, Russia, info@vunipigaz.ru,
geologia@mail.osu.ru

OIL AND GAS POTENTIAL PROSPECTS OF ORENBURG SEGMENT OF MAGNITOGORSK TROUGH

The Orenburg segment of the Magnitogorsk trough is a potential petroleum area. The results of drilling and seismic survey are considered. The author's model of the carbonate basin that existed in the region during the Lower-Middle Carboniferous time is presented. Terrigenous and carbonate-terrigenous rocs have been accumulated in its coastal-marine zones. Further on the shelf there was a zone of predominantly carbonate sedimentation, where the thickness of limestones reached 1000-1300 m. Behind it, a side scarp of the carbonate massif is predicted. In a relatively deep-water uncompensated depression, thin section analogs of shelf limestones - black shales, were deposited. Isolated carbonate edifices also formed in the uncompensated depression too. The data of CDP seismic exploration for mapping oil and gas promising objects in the Lower-Middle Carboniferous strata have been evaluated. The priority tasks of further study of the prospects for the oil and gas potential of the region are outlined.

Keywords: oil and gas prospecting, Lower-Middle Carboniferous strata, model of the carbonate basin, oil and gas potential, Magnitogorsk trough, South Urals.

References

Abdrakhmanov R.F., Popov V.G. *Glubinnye gazovo-zhidkie flyuidy Urala: geokhimiya, formirovanie, genezis* [Deep gas-liquid fluids of the Urals: geochemistry, formation, genesis]. Geologicheskii sbornik, 2013, no. 10, pp. 200-210.

Bilalov R.S., Kamaletdinov K.A., Tagirov, Shikhmuratov V.K. *K otsenke perspektiv neftegazonosnosti Magnitogorskogo sinklinoriya na Yuzhnom Urale* [Assessment of the oil and gas potential of the Magnitogorsk synclinorium in the South Urals]. Geologiya nefi i gaza, 1968, no. 7, pp. 35-39.

Boyko Ya.I., Korobkov V.F. *Kriterii formirovaniya glubinnoy nefi v Sakmarskoy podnadvigovoy zone kazakhskogo Urala* [Criteria for the formation of deep oil in the Sakmara underthrust zone of the Kazakh Urals]. Ural'skiy geologicheskii zhurnal, 2018, no.4 (124), pp. 19-30.

Fauna i biostratigrafiya pogranychnykh otlozheniy devona i karbona Berchogura (Mugodzhary) [Fauna and biostratigraphy of boundary Devonian-Carboniferous of Berchogur (Mugodzhary)]. Editor V.A. Maslov. Moscow: Nauka, 1987, 121 p.

Gorozhanina E.N. *Tektono-sedimentatsionnaya model' evolyutsii osadkonakopleniya v Tsentral'no-Magnitogorskoy zone na Yuzhnom Urale* [Tectonic-sedimentation model of the evolution of sedimentation in the Central Magnitogorsk zone in the South Urals]. Geologicheskii sbornik, 2015, no.12, pp. 79-92.

Gorozhanina E.N. *Tipy karbonatnykh platform Yuzhnogo Urala i Priural'ya, ikh svyaz' s neftegazonosnost'yu* [Types of carbonate platforms in the South Urals and the Urals, their relationship with oil and gas potential]. Geologiya, poleznye iskopaemye i problemy geologii Bashkortostana, Urala i srepredel'nykh territoriy, 2010, no. 8, pp. 188-191.

Kazantseva T.T. *Geologicheskoe stroenie Kizil'skoy zony Magnitogorskoy megasinformy v svete novykh dannykh* [Geological structure of the Kizil zone of the Magnitogorsk megasinform in the light of new data]. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya*, 2009, no. 3, pp. 27-32.

Kolomoets A.V., Pankrat'ev P.V. *Osobennosti chernoslantsevoy formatsii vostochnogo Orenburzh'ya* [Features of the black shale formation of the eastern Orenburg region]. *Byulleten' Orenburgskogo nauchnogo tsentra UrO RAN*, 2019, no. 2, p. 5.

Ol'khova A.I., Pankrat'ev P.V., Khan I.S. *O perspektivakh neftegazonosnosti Magnitogorskogo sinklinoriya na territorii orenburgskoy oblasti* [On the prospects of oil and gas potential of the Magnitogorsk synclinorium in the Orenburg Region]. *Vestnik Orenburgskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2005, no.10, vol. 2, pp. 4-9.

Ol'khova A.I., Pankrat'ev P.V., Persiyantsev M.N., Khan I.S. *Proyavlenie gaza i bitumov v pokrovno-nadvigovykh strukturakh zapadnogo sklona Yuzhnogo Urala* [Manifestation of gas and bitumen in the thrust-nappe structures of the western slope of the Southern Urals]. *Geologiya, razrabotka i obustroystvo neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Orenburgskoy oblasti*, 2007, issue 4, pp. 133-138.

Pankrat'ev P.V., Kolomoets A.V., Pantelev V.S. *Chernye slantsy Kumakskogo rudnogo rayona Orenburgskoy oblasti* [Black shales of the Kumak ore district of the Orenburg region]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*, 2018, issue 96, pp. 55-60.

Politykina M.A., Drozdov V.V., Tyurin A.M. *Pervoocherednye zadachi otsenki perspektiv neftegazonosnosti orenburgskoy chasti skladchatogo Urala* [Priority tasks of assessing the prospects for oil and gas potential of the Orenburg part of the folded Urals]. *Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse*, 2010, no. 12, pp. 62-65.

Politykina M.A., Drozdov V.V., Tyurin A.M., Makarov S.E. *O perspektivakh neftegazonosnosti Magnitogorskogo sinklinoriya na territorii Orenburgskoy oblasti* [On the oil and gas potential of the Magnitogorsk synclinorium in the Orenburg Region]. *Neftepromyslovoe delo*, 2009, no.8, pp.12-16.

Politykina M.A., Tyurin A.M., Bagmanova S.V., Pankrat'ev P.V., Kolomoets A.V. *O perspektivakh neftegazonosnosti Magnitogorskogo sinklinoriya na territorii Orenburgskoy oblasti* [On the oil and gas potential of the Magnitogorsk synclinorium in the Orenburg Region]. *Novye napravleniya rabot na nef't i gaz, innovatsionnye tekhnologii razrabotki ikh mestorozhdeniy, perspektivy dobychi netraditsionnogo uglevodorodnogo syr'ya*, 2019, pp. 76-88.

Popov V.G., Abdrakhmanov R.F. *Gidrogeologicheskie predposylki neftenosnosti Kizil'skoy zony Yuzhnogo Urala* [Hydrogeological prerequisites for oil-bearing capacity of the Kizil zone of the Southern Urals]. *Vestnik Instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN*, 2017, no.1 (265), pp. 3-7.

Puchkov V.N., Kazantseva T.T. *O krupnoy pogrebennoy antiklinali v Kizil'skoy zone Yuzhnogo Urala* [About a large buried anticline in the Kizil zone of the Southern Urals]. *Doklady Akademii nauk*, 2009, vol. 429, no.3, pp. 369-373.

Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnykh otlozheniy [Reservoir sedimentology of carbonate accumulations]. V.A. Zhemchugova. Moscow: EAGE Geomodel', 2014, 232 p.

Rozman X.S. *Stratigrafiya i brachiopody famenskogo yarusa Mugodzhar i smezhnykh rayonov* [Stratigraphy and brachiopods of the Famennian stage of the Mugodzhar and adjacent regions]. *Akademiya nauk SSSR. Trudy geologicheskogo instituta*, 1962, issue 50, 196 p.

Stratigrafiya i korrelyatsiya devonskikh otlozheniy Magnitogorskoy megazonoy Yuzhnogo Urala [Stratigraphy and correlation of Devonian section of the Magnitogorsk megazone of the South Urals] V.A. Maslov, O.V. Artyushkova. Ufa: DizaynPoligrafServis, 2010, 288 p.

Tagirov I.A. *Novye dannye o geologicheskom stroenii Magnitogorskogo sinklinoriya* [New data on the geological structure of the Magnitogorsk synclinorium]. *Tektonika i neftenosnost' Urala i Priural'ya*, 1978, pp. 7-11.

Tyurin A.M., Politykina M.A., Pankrat'ev P.V., Kolomoets A.V. *Basseyn karbonatnoy sedimentatsii v Magnitogorskom progibe Yuzhnogo Urala i perspektivy ego neftegazonosnosti* [Basin of carbonate sedimentation in the Magnitogorsk trough of the South Urals and the prospects

for its oil and gas potential]. Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya, 2019, no. 98, pp. 25-36.

Zufarova N.A., Lutfullin N.N. *Magnitogorskiy megasinklinoriy kak vozmozhno neftegazonosnyy rayon* [Magnitogorsk megasynclorium as a possible petroleum bearing region]. Geologiya nefti i gaza, 1974, no. 10.

© Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е., Петрищев В.П., Панкратьев П.В., Багманова С.В.,
Коломоец А.В., 2021

