

# ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КУНГУРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БЕЛЬСКО-МРАКОВСКОЙ ПОЛОСЫ НИЖНЕПЕРМСКИХ РИФОВЫХ МАССИВОВ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

© **Р.Х. Масагутов,**

доктор геолого-минералогических наук, профессор, член-корреспондент, научный редактор, Академия наук РБ, ул. Кирова, 15, 450008, г. Уфа, Российская Федерация, e-mail: masagutovr@mail.ru

© **Р.Д. Бакиров,**

аспирант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, ул. Космонавтов, 1, 450062, г. Уфа, Российская Федерация, e-mail: bakirovrd2@gmail.com

© **В.Н. Минкаев,**

кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, ул. Космонавтов, 1, 450062, г. Уфа, Российская Федерация, e-mail: minvita@mail.ru

В кунгурских отложениях, залегающих выше базисного высокодебитного нефтегазосного объекта, приуроченного к рифовым массивам артинско-ассельского возраста, открыты единичные залежи нефти и газа. Целенаправленные поисковые работы на кунгурские отложения не проводились.

В статье кратко приведена литолого-стратиграфическая характеристика и нефтегазосность кунгурских отложений. В зависимости от наличия каменных солей в разрезах кунгурских пород над вершинами рифовых массивов ранее были выделены два типа разрезов: соленосный и надмассивный. Авторами в них рассмотрены породы-покрышки и породы-коллекторы. Впервые выделен новый тип разреза – эрозионный, характеризующийся почти повсеместным отсутствием уфимских терригенных пород и неравномерным уменьшением мощности часто трещиноватых отложений кунгура вплоть до их полного размыва эрозионными процессами на неогеновом этапе развития большей части Бельской депрессии. Отсутствие в разрезах уфимских и кунгурских пород-покрышек приводит к разрушению залежей нефти в рифовых массивах. В пределах каждого типа разреза выделены породы-коллекторы в нижней части кунгурского яруса и участки их распространения, перспективные на поиски новых залежей в кунгурских отложениях. В работе обоснованы критерии, благоприятные для поиска новых залежей в них. Исходя из полученных критериев проведено ранжирование западного борта Предуральского прогиба на высокоперспективные, перспективные, с неясными перспективами и неперспективные территории. Оно указывает на возможность открытия новых залежей нефти и газа в кунгурских отложениях практически на протяжении всей рассматриваемой территории, за исключением самой северной части Шихано-Ишимбайской седловины и прилегающей к Каратаускому покрову северной части Бельской седловины, где рифовые массивы выведены на поверхность.

Ключевые слова: Предуральский краевой прогиб, разрезы, нефть, месторождения, кунгурские отложения, рифы, перспективы

© R.Kh. Masagutov<sup>1</sup>, R.D. Bakirov<sup>2</sup>, V.N. Minkaev<sup>2</sup>

## **PETROLEUM POTENTIAL OF KUNGURIAN DEPOSITS OF THE BELAYA-MRAKOVO ZONE OF THE LOWER PERMIAN REEF MASSIFS IN THE PRE-URAL FOREDEEP**

<sup>1</sup> Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan,  
15, ulitsa Kirova,  
450008, Ufa, Russian Federation,  
e-mail: masagutovr@mail.ru

<sup>2</sup> Ufa State Petroleum  
Technical University,  
1, ulitsa Kosmonavtov,  
450062, Ufa, Russian Federation,  
e-mail: bakirovrd@gmail.com  
minvita@mail.ru

Sporadic oil and gas fields have been discovered in the Kungurian deposits that overly the base high-rate oil and gas bearing unit confined to reef massifs of the Artinian-Asselian age. Targeted exploration works for the Kungurian deposits were never carried out.

The article briefly describes lithological and stratigraphic characteristics and oil and gas potential of the Kungurian deposits. Depending on the presence of rock salts in the Kungurian sections above the tops of reef massifs, two types of the sections were previously identified: saline and supermassive. The authors consider cap rocks and reservoir rocks. A new erosion type of the sections is identified for the first time. It is characterized by an almost pervasive absence of the Ufimian terrigenous rocks and an uneven decrease in the thickness of frequently fractured Kungurian deposits up to their complete washout by erosion processes at the Neogene stage of development in most of the Belaya Depression. The absence of Ufimian and Kungurian cap rocks in the sections leads to the destruction of oil deposits in the reef massifs. Within each type of the sections, reservoir rocks are identified in the lower part of the Kungurian Stage and also the areas of their distribution that are promising for new oil fields in the Kungurian deposits. The paper substantiates the criteria favourable for searching new fields. Based on these criteria, the western flank of the Pre-Ural Trough was ranked into highly promising, promising, with unclear prospects and unpromising areas. This indicates the possibility of discovering new oil and gas fields in the Kungurian deposits throughout almost the whole area under consideration, except for the northernmost part of the Shikhan-Ishimbay saddle and the northern part of the Belaya saddle adjacent to the Karatau cover, where reef massifs are brought to the surface.

Key words: Pre-Ural Foredeep, sections, oil, deposits, Kungurian deposits, reefs, prospects

В Республике Башкортостан в 30-х гг. прошлого столетия в западной бортовой части Предуральяского краевого прогиба (ПКП) были открыты и начали разрабатываться нефтяные месторождения в рифовых массивах нижнепермского возраста. За исключением единичных органогенных построек общим для них является время зарождения – ассельский век. Длительность формирования орга-

ногенных построек была различной – одни были закончены в сакмарское время, другие в артинское [1]. К началу кунгурского этапа геологического развития рельеф ложа бассейна осадконакопления был значительно дифференцирован и находился в зависимости от амплитуды рифовых построек. Мощность кунгурских отложений и их литология даже в условиях полного разреза сильно ме-

няется в зависимости от точек их вскрытия. Так, наблюдается увеличение и разнообразие в литологии между рифами и, наоборот, уменьшение над ними. Как правило, увеличение мощностей кунгурских отложений связано с наличием пластов каменных солей.

В дальнейшем с органогенными построениями была установлена и промышленная газоносность.

Всего к настоящему времени в них открыто 29 месторождений углеводородов (далее – УВ), в которых сосредоточено более 80% от имеющихся извлекаемых запасов нефти и газа на всех известных месторождениях Бельско-Мраковской части ПКП. Подавляющее количество из них находятся на заключительной стадии разработки.

В связи с этим актуальной является задача приращения новых запасов нефти и газа с целью продления эффективного использования созданной обширной инфраструктуры нефтедобычи. Выявление в полосе развития рифовых фаций новых запасов и скорейший ввод их в эксплуатацию возможен по нескольким направлениям. Во-первых, изучением нефтегазоносности залегающих повсеместно и не вскрытых практически бурением отложений карбона и девона. Во-вторых, картированием новых органогенных построек между известными рифовыми месторождениями [2] и на слабо изученных современными методами геологоразведочных работ участках и, в-третьих, в надрифовых и межрифовых породах кунгурского возраста, тем более, что в ряде случаев известно получение из них притоков нефти и газа [2–4].

В данной статье рассматривается третье направление получения прироста запасов УВ, обеспечивающее максимально быстрое и наиболее экономичное их выявление в условиях неглубокого залегания перспективных нижнепермских отложений и наличия значительного фонда неработающих обводненных скважин, ранее эксплуатировавших залежи нефти в рифовых массивах.

Впервые промышленные скопления нефти в низах кунгурских отложений были выявлены в 1933 г. над восточным куполом Ишимбайской связки ассельско-артинских

рифов. Залежи нефти содержались в небольших по размерам ловушках структурно-литологического типа, дебиты нефти составляли от 2 до 35 т/сутки. В дальнейшем, по мере проведения эксплуатационного и поискового бурения на других погребенных рифовых массивах, были открыты по одной залежи УВ еще на пяти месторождениях: Введенском, Южно-Введенском, Старо-Казанковском, Мурапталовском, Шамовском, две на Старо-Казанковском, а нефтегазопроявления различной интенсивности в разрезах кунгура отмечались в отдельных скважинах на Тереклинском и Грачевском рифовых месторождениях.

Небольшое число открытых залежей в кунгурских отложениях объясняется тем, что основное внимание при проведении поисково-разведочных работ уделялось высокодебитному базисному нефтегазонасному объекту разработки, рифовому массиву, в результате чего кунгурские отложения часто не испытывались на притоки пластовых флюидов.

Прежде чем перейти к освещению перспектив нефтегазоносности кунгурских отложений, необходимо остановиться на отдельных вопросах их в геологии.

Исследованиями возраста, литологического состава, происхождения, нефтеносности рифовых массивов и перекрывающих их отложений с 30-х гг. и до начала 70-х гг. XX в. активно занимались геологи А.Н. Дубровин, П.Ф. Михалев, А.А. Богданов, Н.М. Страхов, Д.Ф. Шамов, Н.И. Мешалкин, А.Я. Виссарионова, Х.П. Сыров, В.А. Фролов, Р.М. Габдрахманов, И.А. Тагиров и многие другие.

Наиболее детально кунгурские отложения в Шихано-Ишимбайской седловине и прилегающей к ней с юга Мраковской депрессии ПКП (Мурапталовско-Ишимбайская зона, рис. 1) рассмотрены Н.М. Страховым [3]. На основе глубокого осмысления всей совокупности имеющихся материалов литолого-палеонтологических, геохимических, промыслово-геофизических исследований по данным бурения скважин и полевых геофизических работ им впервые была разработана научно обоснованная стратиграфия, изучена палеогеография и тектоника кунгурских по-

род. В зависимости от наличия каменных солей в разрезах кунгурских пород над вершинами рифовых массивов выделены два типа разрезов: соленосный и надмассивный.

Соленосный тип разреза в свою очередь подразделяется на три пачки:

- 1) верхнюю – гипсо-ангидритовую;
- 2) среднюю – соленосную;
- 3) нижнюю – ангидритово-доломитовую.

Гипсо-ангидритовая пачка представлена, в основном, гипсами аморфными, ангидритами, плотными, иногда трещиноватыми. Среди гипсов и ангидритов встречаются глины плотные, которые образуют прослойки небольшой мощности. В целом, мощность пачки колеблется от 35 до 275 м. Характеризуется отсутствием коллекторов.

Соленосная пачка. Границами ее являются кровля первого и подошва последнего слоев галогенных осадков. Сложена она каменной солью, расчлененной ангидритами и иногда маломощными прослоями глины на отдельные линзы. Число прослоев каменной соли изменяется от 1 до 5. Суммарная мощность пластов каменной соли достигает 1700 м между рифами, над вершинами она существенно уменьшается (до 300 м). Является покрывкой.

Ангидритово-доломитовая пачка. В основном представлена ангидритами, плотными, с редкими прослойками глины и, часто, с прослоями доломита. Доломиты плотные, участками пористые и, иногда совместно с вмещающими ангидритами, трещиноватые. Мощность доломитового прослоя по нашим данным колеблется от 2 до 15 м. Встречаются участки полного замещения доломитового прослоя ангидритами и тогда нижняя пачка становится полностью ангидритовой. В.А. Фролов и Р.М. Габдрахманов подтвердили, что ангидритово-доломитовая пачка ПКП является аналогом филипповского горизонта кунгурского яруса Русской плиты, а также установили, что доломитовый прослой пачки соответствует пласту «а2», в котором известны нефтяные и газовые залежи [4].

Примерами распространения и локального отсутствия ангидритово-доломитовой пачки в соленосном типе разреза кунгурского

яруса являются Старо-Казанковский и Озеркинский рифы Мурапталовско-Ишимбайской зоны развития органогенных построек.

На Мурапталовском месторождении, находящемся на самом юге Мурапталовско-Ишимбайской зоны, залежи нефти и газа связаны с четырьмя органогенными постройками, ориентированными с юга на север. Над ними и между ними в результате корреляции разрезов 64 скважин по диаграммам ГИС с учетом данных керна и шлама в ангидритово-доломитовой пачке авторами выделен и прослежен прослой доломитов мощностью от 4 до 12 м в виде прерывистой полосы меридиональной ориентировки (рис. 1). При опробовании скважины 44МУР, пробуренной на северном куполе, испытателем пласта на кабеле с глубины 1965 м было извлечено 160 м<sup>3</sup> природного газа. При испыта-

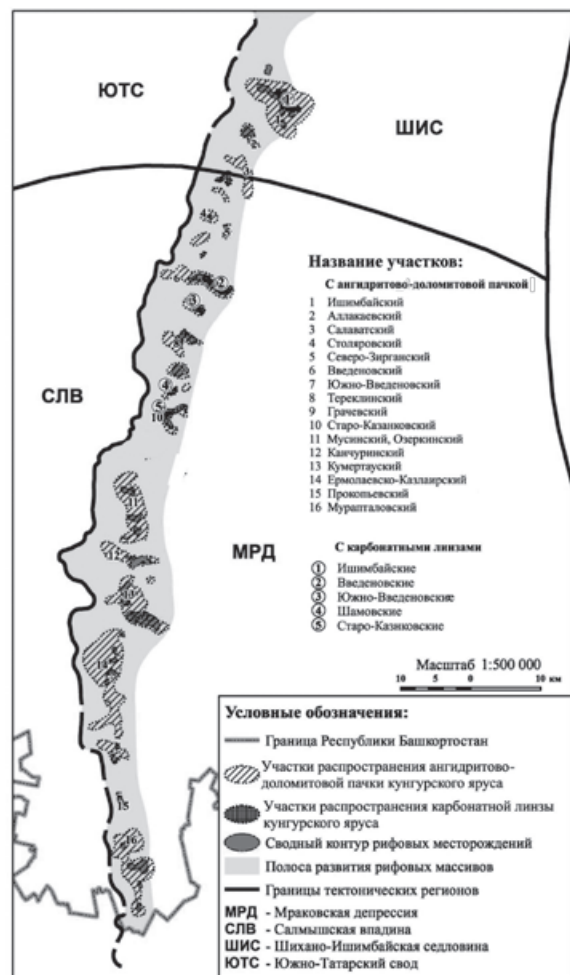


Рис. 1. Схематическая карта распространения ангидритово-доломитовой и карбонатно-ангидритовой пачек в Ишимбайско-Мурапталовской зоне

нии через колонну интервала 1935–2022 м совместно с артинскими отложениями получен фонтанный приток газа плотностью 0,997 г/см<sup>3</sup> и дебитом 56 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 12 мм диафрагме при давлении на буфере 3,1 мПа. Запасы газа в вышеотмеченных доломитах месторождения не подсчитаны.

На остальных трех рифах и между всеми ними доломиты ангидритово-доломитовой пачки не испытывались, ресурсы и запасы также не оценивались.

Всего в Мурапталовско-Ишимбайской зоне рифовых построек выделено 16 участков развития ангидритово-доломитовых пачек и 5 карбонатных линз (рис. 2), перспек-

тивных на выявления новых запасов нефти и газа. Самым большим по площади из участков развития ангидритово-доломитовой пачки является Ермолаевско-Казлаирский (46 кв. км), расположенный севернее Мурапталовского. Остальные участки меньше по размерам и их площади колеблются от 0,9 до 32 км<sup>2</sup>. Сведения по ним приведены в таблице 1.

Надмассивный тип разреза встречается в северной части Мраковской депрессии на Старо-Казанковском, Столяровском, Введенском, Южно-Введенском месторождениях и в Шихано-Ишимбайской седловине на Ишимбайском месторождении. В боль-

Таблица 1

№	Участок	Сред. толщина доломитов	Размеры, длина, ширина, км	Площадь, км <sup>2</sup>	Примечание
1	Ишимбайский	6	10 5,0	40	Испытание не проводилось
2	Аллакаевский	8	1,8 1,5	3	Испытание не проводилось
3	Салаватский	6	1,7 1,0	2	В скв. 23 получен приток нефти дебитом 0,1 т/сут
4	Столяровский	12	1,7 1,5	3	Испытание не проводилось. Нефтепроявления по керну и шламу отмечены в восьми скважинах
5	Северо-Зирганский	15	1,0 0,9	0,9	Испытание не проводилось. Нефтепроявления по керну и шламу отмечены в четырех скважинах
6	Введенский	7	11 1,6	13	Испытание не проводилось. Нефтепроявления по керну и шламу отмечены в трех скважинах
7	Южно-Введенский	6	2,8 1,9	3	В эксплуатации совместно с артинскими отложениями находились три скважины
8	Тереклинский	5	4,6 2,9	4	Испытание не проводилось. Нефтепроявления по керну и шламу отмечены в 15 скважинах
9	Грачевский	7	2,9 1,8	5	Испытание не проводилось. В скважине 596 при бурении в буровом растворе отмечена пленка нефти



Таблица 2 – Сведения о карбонатных линзах кунгурских отложений

№	Участок	Сред. толщина карб. пачки	Размеры, длина, ширина, км	Площадь, км <sup>2</sup>	Примечание
1	Ишимбайский	29	2,7 0,9	3	В эксплуатации находились 8 скважин, дебиты от 2 до 25 т/сут. Суммарная накопленная добыча нефти 22,5 тыс. т
2	Введенковский	33	2,2 0,9	1,8	В эксплуатации находилась скважина 156, накопленная добыча газа – 8,7 млн м <sup>3</sup> газа, дебит газа – 1 тыс. м <sup>3</sup> /сут
3	Южно-Введенковский	44	1,4 1,1	0,6	Испытание не проводилось. В одной скважине отмечены нефтепроявления по керну
4	Шамовский	35	2,0 0,9	1,9	Получен фонтанный приток нефти дебитом 87 м <sup>3</sup> /сут (штуцер 8 мм)
5	Старо-Казанковский	140	1,4 0,7	0,6	При освоении скв. 93 СТК получен газонефтяной фонтан. В трех скважинах отмечены интенсивные нефтепроявления по керну и шламу

эксплуатационных скважинах. Однако данные рекомендации не были реализованы.

Изучение и анализ имеющихся и полученных новых данных бурения позволили авторам в Бельской депрессии выявить новый тип разреза, названный эрозионным.

Для этого типа разреза характерно практически повсеместное отсутствие уфимских терригенных пород и неравномерное уменьшение мощности осадков кунгурского яруса вплоть до полного размыва их эрозионными процессами на неогеновом этапе развития. На Каран-Киешкинском и Куганакском рифах размыв по палеонтологическим данным был более продолжительным по времени и зафиксирован по локальному отсутствию артинских и верхней части сакмарских органических известняков в разрезах нескольких пробуренных скважин. Эрозионный тип разрезов кунгурского яруса, как и разрезы над-

массивного типа, также условно подразделяется на две пачки: верхнюю, гипсово-глинисто-ангидритовую, и нижнюю, преимущественно ангидритовую. Отличие верхней пачки от южных регионов ПКП заключается в появлении в ее разрезе мощных мергельно-глинистых линз. Нижняя пачка отличается наличием увеличенных по мощности ангидритов, среди которых могут появляться прослои плотных и пористых доломитов и известняков. На Куганакском рифе по отобранному керну в трех скважинах (30, 31, 36 Куганак) в пористых известняках нижней пачки выявлена насыщенность нефтью интервалов 314,0 – 330,0, 186,0 – 195,0 и 358,0 – 366,0 метров соответственно. Данные интервалы не испытывались. Интересной особенностью отдельных участков является проявление трещиноватости над органическими построиками по всему кунгурскому разрезу, что

сказывается в отсутствии промышленной нефтеносности в рифовых резервуарах, о чем будет отмечено ниже. В нижней пачке ангидриты вместе с карбонатными прослоями в зависимости от степени трещиноватости

могут выполнять роль покрышек или коллекторов. В скважине № 30 Урманской площади, непосредственно примыкающей с запада к Бельской депрессии, образование трещиноватости в ангидритах, залегающих в интервале 396,0 – 400 м, способствовало формированию ловушки жильного типа [5], из которой длительное время получали приток нефти плотностью 0,877 кг/м<sup>3</sup> и дебитом более 3 т/сутки при переливе через устье скважины.

Плановое соответствие выявленных залежей и проявлений УВ в коллекторах нижней пачки кунгурских отложений с нижнепермскими рифовыми месторождениями указывает на их формирование за счет вертикальной миграции углеводородов из рифов. Соответственно, благоприятными критериями для открытия новых залежей в нижней пачке являются:

- наличие залежей УВ в нижнепермских рифах;
- наличие в разрезе облекающей рифовые массивы нижней пачки, содержащей карбонаты с коллекторскими свойствами;
- сохранение изолирующих свойств пород, залегающих над коллекторами нижней пачки.

По полученным критериям выделены территории с высокими перспективами, бесперспективные, с неясными перспективами и перспективные. К территории с высокими перспективами отнесена часть ПКП от Мурапталовского до Кусянкуловского месторождения, протяженностью 110 км (рис. 2). В южной половине этого отрезка ПКП с соленосным типом разреза перспективы связаны с коллекторами в доломитах нижней пачки кунгурского яруса. В северной половине перспективами наряду с доломитами, аналогичными южной части, обладают и линзовидные известняки надмассивного типа разреза. Для локализации перспективных участков были проанализированы каротажные материалы с целью выделения коллекторов и покрышек, результаты испытаний скважин и наличие нефтеносности по керну и шламу в пределах каждого рифа и его окрестностях. В результате нами были очерчены участки

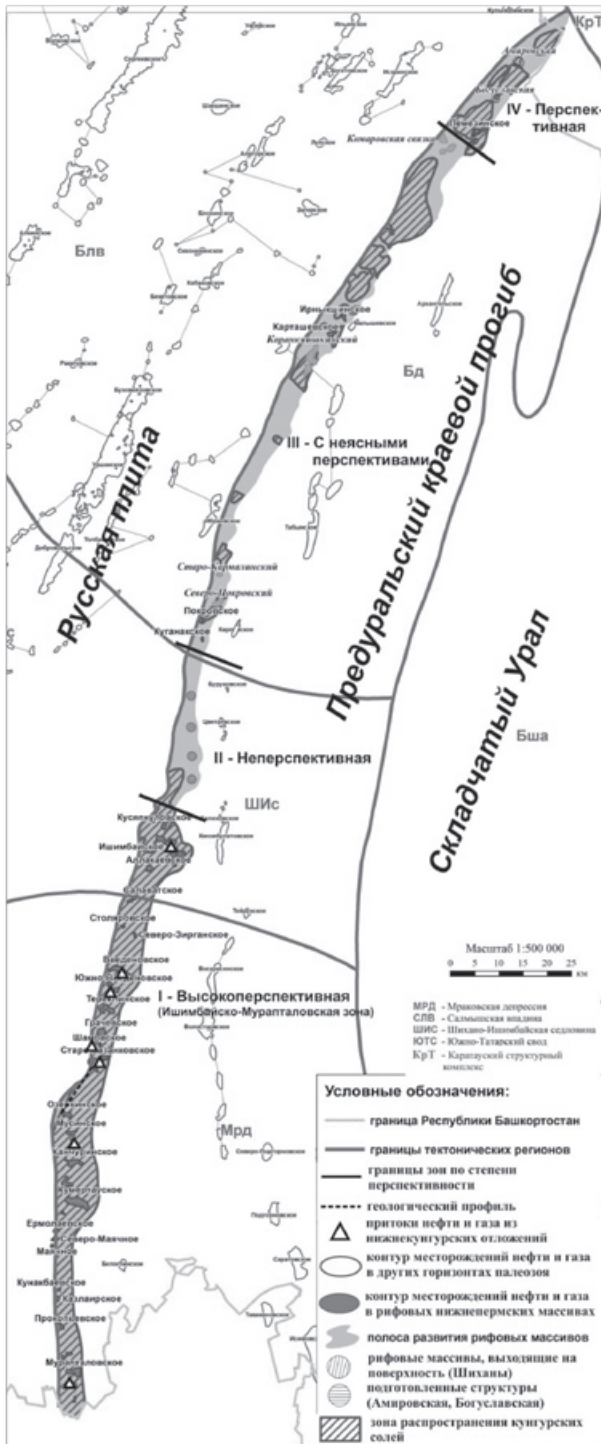


Рис. 2. Районирование территории развития рифовой фации Бельско-Мраковской депрессии Предуральского прогиба по степени нефтегазоперспективности



распространения доломитов и известняков (рис. 2), по которым рекомендованы скважины и интервалы в них для испытаний через обсадные колонны.

Выше, до северной границы Шихано-Ишимбайской седловины, где четыре рифовых массива (Торатау, Шахтау, Куштау, Юрактау) выведены на поверхность и представлены в виде отпрепарированных от ранее вмещающих кунгурских и вышележащих пород гор-одинок («шиханов» по местной терминологии), территория отнесена к неперспективной.

Малоизученная геологоразведочными работами территория южной части Бельской депрессии, длиной не менее 120 км, где преобладает эрозионный тип разреза кунгурского яруса от Покровского нефтеносного рифа до выявленного Комаровского, отнесена авторами к категории с неясными перспективами. Северо-Покровский и Старо-Карламанский рифы, расположенные севернее Покровского рифа, как и вышележащие кунгурские отложения вплоть до неогена, оказались непродуктивными. Залежи тяжелой окисленной нефти над этими рифами обнаружены лишь в песчано-гравийных коллекторах нижней части неогена, над которыми появились флюидоупоры в виде прослоев глин [6]. В то же время на этом отрезке ПКП открыты Карташевское и Ирныкшинское месторождения

нефти, связанные с рифовыми массивами, что в соответствии с вышеотмеченными критериями может свидетельствовать о наличии условий для сохранности залежей нефти на еще не открытых на данной территории рифах и в облекающих карбонатах нижней пачки кунгурского яруса.

Остальная северная часть Бельской депрессии, за исключением прилегающего к Каратаускому покрову участка, где рифовые массивы выведены на поверхность, отнесена к перспективной категории. Здесь отложения кунгурского яруса менее трещиноваты, а ее нижняя пачка с прослоем пористых доломитов, характерных для Мраковской депрессии, не затронуты эрозией. В этой части депрессии открыты нефтяные залежи на Лемезинском и Хабирзяловском рифах (рис. 2), числятся в фонде подготовленных структурным бурением с признаками нефтеносности Богуславский и Амировский рифовые массивы, имеются предпосылки для выявления еще нескольких.

Таким образом, приведенные в статье результаты исследований свидетельствуют о реальном потенциале открытия новых залежей УВ в низах кунгурского яруса в районах с разрабатываемыми и еще не открытыми рифами и их окрестностях на западном борту Бельско-Мраковской части ПКП.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Шамов Д.Ф. Фации сакмаро-артинских отложений Ишимбайского Приуралья // Труды УфНИИ. Уфа, 1957. Вып. 2. С. 3–78.
2. Баранов Т.С., Масагутов Р.Х. Перспективы обнаружения новых залежей нефти в рифовой полосе Мраковско-Бельской депрессии Предуральского прогиба // Уфа, Уфимский государственный нефтяной технический университет. «Нефтегазовое дело». 2017. Т. 15. № 1. С. 10–15.
3. Страхов Н.М. Очерки геологии кунгура Ишимбаевского нефтеносного района. М., Красное Знамя. 1947. 144 с.
4. Фролов В.А., Габдрахманов Р.М. Стратиграфия и корреляция разрезов кунгурского яруса платформенной Башкирии и Предуральской депрессии // Труды УфНИИ. Уфа, 1963. Вып. 11. С. 66–72.
5. Масагутов Р. Х. О возможности выявления но-

- вых видов неантиклинальных ловушек в палеозойском осадочном чехле Башкирии. Известия АН КазССР. Сер. Геологическая. 1989. № 2. С. 21–26.
6. Масагутов Р.Х. Природные битумы и высоковязкие нефти востока Русской плиты (на примере Башкортостана). Георесурсы. 2007. № 4 (21). С. 34–36.

## REFERENCES

1. Shamov D.F. Fatsii sakmaro-artinskikh otlozheniy Ishimbayskogo Priuralya [Facies of the Sakmar-Arti deposits of the Ishimbay Urals]. Ufa, Trudy UfNII – Proceedings of the Ufa Research Institute, 1957, issue 2, pp. 3–78. (In Russian).
2. Baranov T.S., Masagutov R.Kh. Perspektivy obnaryzheniya novykh zalezhey nefiti v rifovoy polose Mrakovsko-Belskoy depressii Preduralskogo pro-

