

ВОЗМОЖНОСТЬ ОСВОЕНИЯ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЫ ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

Д.В. Митронов, Е.Ю. Макарова, А.В. Ступакова, А.Х. Богомолов, Е.В. Кузеванова
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Печорский угольный бассейн считается одним из перспективных объектов для добычи нетрадиционного углеводородного сырья – метана угольных пластов. Кортаихинская впадина является структурным подразделением двух бассейнов – Тимано-Печорского нефтегазоносного и Печорского угольного. В настоящее время здесь складывается благоприятная ситуация для освоения ресурсов метана угольных пластов: с одной стороны – строительство новых угольных предприятий здесь отодвигается на неопределенно долгую перспективу, с другой – в регион приходят нефтедобывающие компании со своими технологиями, близкими к технологиям самостоятельной добычи метана из угольных пластов. В статье рассматривается вопрос перспективности метаноугольных месторождений Кортаихинской впадины Печорского угольного бассейна. Благоприятные условия и значительные (около 900 млрд м³) ресурсы метана определяют перспективность этой территории для его самостоятельной добычи. Рассмотрена геологическая характеристика месторождений и проведено их ранжирование с учетом предварительного выбора наиболее перспективных метаноугольных объектов. В связи с разной степенью разведанности месторождений и отсутствием (полным или частичным) необходимых данных, критериями оценки послужила некоторая часть геологических показателей, а выполненная оценка носит предварительный характер. Обоснована перспективность четырех месторождений для постановки экспериментальных работ по изучению возможностей добычи метана.

Ключевые слова: Печорский угольный бассейн, Кортаихинская впадина, метаноугольное месторождение, перспективные объекты, добыча метана

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.11>

Для цитирования: Митронов Д.В., Макарова Е.Ю., Ступакова А.В., Богомолов А.Х., Кузеванова Е.В. Возможность освоения метаноугольных месторождений Кортаихинской впадины Печорского бассейна. *Георесурсы*. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 102-111. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.11>

Угольный метан во многих странах мира, в том числе и в России, все чаще рассматривают в качестве компонента топливно-энергетической сырьевой базы, а метаноугольные месторождения считают перспективными для самостоятельной добычи метана. Газоносные угольные месторождения считаются нетрадиционными источниками углеводородных газов. Поэтому при изучении метаноугольных месторождений с целью организации самостоятельной добычи метана должны предусматриваться специальные геологоразведочные работы. Новый подход к их изучению требует обобщения, более глубокого и всестороннего анализа результатов исследований газоносности не только углей, но и пород угленосной толщи, включающих скопления свободного газа. В целом, оценка метана, как полезного ископаемого в угольных бассейнах, подлежащего самостоятельной или попутной добыче должна проводиться с учетом геолого-промысловых особенностей метаноугольных бассейнов (Сторонский и др., 2008).

Угольные пласты, как коллекторы, представляют собой сложную природную систему, в которой газ генетически и пространственно связан с органическим веществом угля, которое одновременно и генерирует, и аккумулирует метан. При этом газ накапливается и сохраняется в угольном пласте преимущественно в сорбированном состоянии, что во многом и предопределяет нетрадиционные коллекторские свойства пластов угля. Процесс извлечения сорбированного в угле метана через систему искусственных и естественных трещин в угольном пласте обуславливает принципиально новый подход к изучению и оценке газового потенциала метаноугольных месторождений, а также выявлению продуктивных угольных коллекторов

для последующей их разработки. Технология добычи сорбированного метана из газоносных угольных пластов отличается от технологий разработки месторождений свободного газа, необходимостью применения методов интенсификации газоотдачи (Halliburton, 2007).

Печорский угольный бассейн считается одним из перспективных объектов для добычи нетрадиционного углеводородного сырья – метана угольных пластов (Голицын и др., 2013). По результатам подсчетов ресурсы метана, заключенного в угольных пластах Печорского бассейна до глубины 1800 м, составляют 1942 млрд м³, ресурсы метана в свободных скоплениях – более 20 млрд м³ (Ступаков и др., 1994). Масштабность ресурсов метана позволяет организовать добычу порядка 1,0-1,5 млрд м³/год (Сторонский и др., 2008), причем северо-восточная часть бассейна (Кортаихинская впадина) считается перспективной для этих целей (Шувалов и др., 2002).

Кортаихинская впадина является структурным подразделением двух бассейнов – Тимано-Печорского нефтегазоносного и Печорского угольного. В настоящее время здесь складывается благоприятная ситуация для освоения ресурсов метана угольных пластов: с одной стороны – единственная шахта, добывавшая уголь, закрыта, а строительство новых угольных предприятий отодвигается на неопределенно долгую перспективу, с другой – в регион приходят нефтедобывающие компании со своими технологиями, близкими к технологиям самостоятельной добычи метана из угольных пластов. Все это может служить предпосылками для начала работ по освоению метана угольных пластов, как самостоятельного полезного ископаемого.

В пределах Коротаихинской впадины выделяют два геолого-промышленных района: Коротаихинский и Хальмерьюский (Рис. 1). В Коротаихинском районе расположены 5 месторождений (Талотинское, Янгере́йское, Хейягинское, Нямдинское и Силовское), в Хальмерьюском – 4 месторождения (Паэмбойское, Хальмерьюское, Верхнесырьягинское и Нижнесырьягинское). Границы между геолого-промышленными районами и месторождениями носят условный характер, главным образом в силу того, что угленосные отложения в генетическом и структурном отношении представляют собой единое целое. Месторождения приурочены к полосе выходов пермских угленосных отложений. Промышленная угленосность связана с отложениями воркутской и печорской серий (Рис. 2). На месторождениях распространены угли марок от Г до А, характеризующиеся повышенной газоносностью, ресурсы метана в которых составляют около 900 млрд м³. Степень разведанности месторождений неодинакова: в Коротаихинском районе они изучены на стадии общих поисков (по береговым обнажениям и единичным скважинам), а в Хальмерьюском – до стадии детальной разведки (Угольная база ..., 2000).

Несмотря на большие объемы ресурсов и высокую степень изученности некоторых месторождений, возможность организации добычи метана здесь на сегодняшний день весьма проблематична. Как показывает опыт освоения метанугольных месторождений, на начальном этапе исследований необходимо выбрать эталонные участки для постановки экспериментальных работ по изучению возможностей самостоятельной добычи метана (Halliburton, 2007; Золотых, Карасевич, 2002). Для выбора наиболее перспективных метанугольных месторождений Коротаихинской впадины нами была проведена их оценка, в соответствии с разработанными на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова принципами геолого-экономической оценки метанугольных месторождений (IV научно-практический семинар «Добыча метана из угольных отложений. Проблемы и перспективы», 2013; XIII Всероссийское угольное совещание, 2014).

Критериями оценки перспективности месторождений для добычи метана из угольных пластов на данном этапе изученности может быть только часть геологических показателей:

- степень сложности геологического строения;
- степень тектонической сложности;
- угленосность (количество перспективных пластов-объектов, их мощность и выдержанность по площади);
- степень метаморфизма угля (марочный состав угля);
- прогнозные ресурсы угля;
- газоносность (средняя газоносность углей, принятая для расчетов);
- ресурсы метана в перспективных пластах (возможных промысловых объектах).

Дополнительными критериями являлись степень изученности месторождений (разведанности участка) и возможные

методы интенсификации газоотдачи. Каждая из указанных характеристик подразделялась на группы, каждой группе присваивались оценочные баллы (от 1 до 5), которые суммировались.

По первичным геологическим признакам все месторождения Коротаихинской впадины могут быть отнесены к метанугольным. Их объектами-аналогами могут служить месторождения бассейна Блек Уорриор (Black Warrior). Основным методом интенсификации газоотдачи угольных пластов в этом бассейне является гидроразрыв пласта (Halliburton, 2007). Поэтому, за возможность применения способа интенсификации газоотдачи (по аналогии с зарубежными месторождениями, в которых добывается метан угольных пластов), всем месторождениям выставилось 5 баллов. В случае отсутствия ясности при выборе возможных технологий, месторождениям следовало бы присваивать 0 баллов.

По степени изученности (разведанности) участка количество баллов распределяется следующим образом: для стадии региональной изученности – 1 балл; для стадии общих поисков – 2 балла; для стадии поисково-оценочных работ – 3 балла; для стадии предварительной разведки – 4 балла; для стадии детальной разведки – 5 баллов.

По степени сложности геологического строения метанугольные месторождения могут быть разделены на 4 группы (Табл. 1).

По степени тектонической сложности метанугольные месторождения могут быть разделены на 5 групп (Табл. 2).

Выделение потенциально перспективных объектов предопределяется тем, что не все угольные пласты будут играть одинаковую роль при эксплуатации месторождения, некоторые из них могут не вовлекаться в процесс добычи. Поэтому на многопластовых месторождениях (как в Коротаихинской впадине Печорского угольного бассейна) следует выбирать перспективные объекты и на них сосредотачивать промысловые исследования. Перспективность объектов во многом предопределяется возможностью применения к ним методов интенсификации газоотдачи. Для этого проводят ранжирование пластов, намечают группы перспективных пластов, к которым

Группа	Характеристика	Балл
I группа	месторождения (участки) простого строения с выдержанными геолого-промысловыми характеристиками и простыми горно-геологическими условиями разработки	5
II группа	месторождения (участки) с относительно простыми горно-геологическими условиями разработки и относительно выдержанными геолого-промысловыми характеристиками	4
III группа	месторождения (участки) с относительно сложными горно-геологическими условиями разработки и относительно выдержанными геолого-промысловыми характеристиками	2
IV группа	месторождения (участки) со сложными горно-геологическими условиями разработки и невыдержанными геолого-промысловыми характеристиками	1

Табл. 1

Группа	Характеристика	Балл
I группа	месторождения простого строения	5
II группа	месторождения относительно простого строения	4
III группа	месторождения относительно сложного строения	3
IV группа	месторождения сложного строения	2
V группа	месторождения очень сложного строения	1

Табл. 2

можно будет одновременно применять тот или иной вид воздействия, стимулирующего газоотдачу. Объектом изучения может быть как одиночный мощный пласт (более 3,5 м), так и группа сближенных пластов средней мощности (1,2-3,5 м), тонких (0,7-1,2 м) или весьма тонких (менее 0,7 м) в интервалах от 20-40 до 150-200 м, на глубинах, наиболее благоприятных для промышленной добычи метана при существующих технологиях интенсификации газоотдачи (Halliburton, 2007; Золотых, Карасевич, 2002). По количеству возможных промышленных объектов метаноугольные месторождения Коротайхинской впадины могут быть разделены на 3 группы (Табл. 3).

Поскольку потенциально перспективным объектом может быть группа, состоящая из 3-4-5 сближенных пластов совместно с пластами-спутниками, для его оценки используют суммарную мощность, а не индивидуальную каждого из пластов угля. По суммарной мощности пластов метаноугольные месторождения Коротайхинской впадины могут быть разделены на 3 группы (Табл. 4).

По характеру угленосности (степени выдержанности пластов) месторождения могут быть разделены на 3 группы (Табл. 5).

Степень метаморфизма углей является одним из главных критериев оценки перспективности угольных пластов и месторождений для добычи метана. Первоначально считалось, что организация промысла возможна на площадях распространения углей средних стадий метаморфизма (ГЖ-Т), но позднее американские специалисты практически доказали, что при правильной адаптации и усовершенствования технологий интенсификации газоотдачи экономически рентабельное извлечение метана

возможно из углей практически всех марок – от бурых до антрацитов (Halliburton, 2007; Золотых, Карасевич, 2002). Поэтому, по степени метаморфизма (марочному составу угля) метаноугольные месторождения Коротайхинской впадины были разделены на 3 группы (Табл. 6).

По масштабности прогнозных ресурсов угля метаноугольные месторождения могут быть разделены на 3 группы (Табл. 7).

По параметру газоносность – количество баллов распределяется следующим образом: 10-12 м³/т с.б.м. – 1 балл; 13-15 м³/т с.б.м. – 2 балла; 16-18 м³/т с.б.м. – 3 балла; 19-21 м³/т с.б.м. – 4 балла; более 21 м³/т с.б.м. – 5 баллов.

По параметру ресурсов метана в пластах продуктивных групп – количество баллов распределяется следующим образом: менее 1 млрд м³ – 1 балл; 1-5 млрд м³ – 2 балла; 5-30 млрд м³ – 3 балла; 30-300 млрд м³ – 4 балла; более 300 млрд м³ – 5 баллов.

Геологоразведочные работы по изучению угольных месторождений Коротайхинской впадины выполнялись в разное время и разном объеме в соответствии с требованиями угольной промышленности. В связи с разной степенью разведанности месторождений и отсутствием (полным или частичным) необходимых данных выполненная оценка носит предварительный характер.

Степень геологической изученности всех месторождений Коротайхинского геолого-промышленного района можно охарактеризовать как низкую.

Талотинское месторождение расположено в крайней северо-западной части Коротайхинской впадины (Рис. 1). Протяженность по простиранию угленосных отложений составляет 24 км, площадь месторождения около 32 км².

Угленосные отложения изучены по естественным обнажениям (р. Большая Талота) и единичным скважинам. Общее падение пород угленосной толщи в юго-западном направлении под углом 30-40° осложняется дополнительной складчатостью и разрывными нарушениями (Рис. 3). По степени тектонической сложности месторождение отнесено к III группе.

Вскрытая часть разреза представлена лекворкутской свитой (230 м), в разрезе которой установлено пять угольных пластов и пропластков мощностью 0,05-0,60 м, и интинской (170 м) – содержащей семь пластов и пропластков угля мощностью 0,22-1,39 м (Рис. 2). По степени сложности геологического строения месторождение отнесено ко II группе. Угольные пласты относятся к разряду относительно выдержанных. По степени метаморфизма угли относятся к жирной и коксовой стадиям, их зольность колеблется от 21,5% до 33,3%, сернистость – 0,62-1,03%. Прогнозные ресурсы на месторождении составляют 477 млн т, ресурсы угля с газоносностью более 10 м³/т оцениваются в 358 млн т.

Возможным объектом изучения может стать группа пластов XI-VI суммарной мощностью 2,94 м (Рис. 2). Максимальные значения газоносности углей на месторождении составляют 22,5 м³/т с.б.м., максимальная газоносность на предельной глубине оценки может достигать 35 м³/т с.б.м., средняя газоносность углей, принятая для расчетов – 15 м³/т с.б.м. Прогнозные ресурсы метана на месторождении могут составить 5,37 млрд м³.

Группа	Характеристика	Балл
1 группа	мощные (более 3,5 м), количество объектов 1 и более; средней мощности (1,2-3,5 м), количество объектов более 2; тонкие (0,7-1,2 м), количество объектов более 3	5
2 группа	средней мощности (1,2-3,5 м), количество объектов 1-2; тонкие (0,7-1,2 м), количество объектов 2-3	3
3 группа	тонкие (0,7-1,2 м), количество объектов 1-2	1

Табл. 3

Группа	Характеристика	Балл
I группа	Суммарная мощность пластов более 5 м	5
II группа	Суммарная мощность пластов 3-5 м	3
III группа	Суммарная мощность пластов менее 3 м	1

Табл. 4

Группа	Характеристика	Балл
I группа	Выдержанные пласты	5
II группа	Относительно выдержанные пласты	3
III группа	Невыдержанные пласты	1

Табл. 5

Группа	Характеристика	Балл
1 группа	ГЖ-А1	5
2 группа	ДГ-Г, А2	3
3 группа	Б	1

Табл. 6

Группа	Характеристика	Балл
1 группа	ресурсы углей более 1000 млн т	5
2 группа	ресурсы углей 500-1000 млн т	3
3 группа	ресурсы углей менее 500 млн т	1

Табл. 7

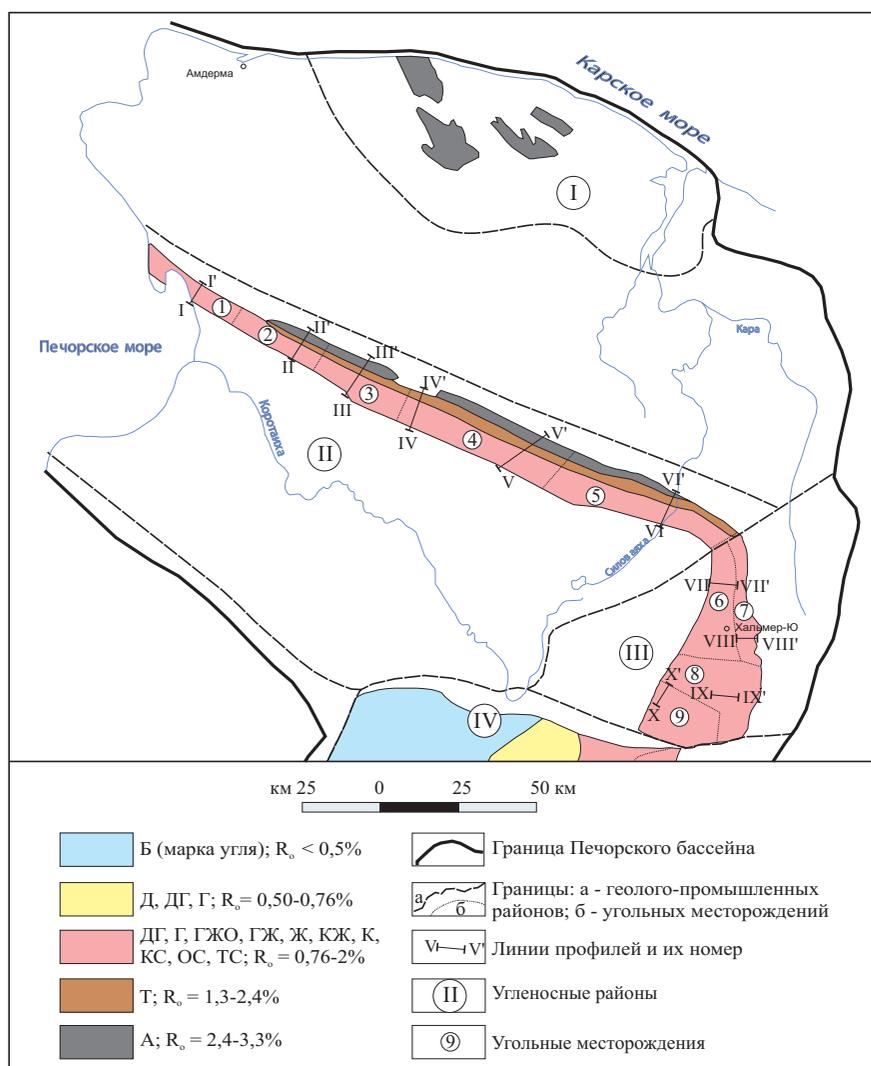


Рис. 1. Геолого-промышленные районы и месторождения угля Кортаихинской впадины (с изменениями по (Карта..., 2004)). Геолого-промышленные районы: I - Карский; II - Кортаихинский; III - Хальмерьюский; IV - Воркутинский. Месторождения: 1 - Талотинское, 2 - Янгереинское, 3 - Хейягинское, 4 - Нямдинское, 5 - Силовское, 6 - Пазмбойское, 7 - Хальмерьюское, 8 - Верхнесырьягинское, 9 - Нижнесырьягинское

Янгереинское месторождение расположено восточнее Талотинского месторождения (Рис. 1). Угленосные отложения изучены в основном по обнажениям р. Янгереи. Протяженность выходов угленосных отложений по простиранию составляет 26 км, площадь месторождения около 500 км². Общее падение пород угленосной толщи отмечается в юго-западном направлении и осложняется дополнительной складчатостью и разрывными нарушениями (Рис. 3). По степени тектонической сложности месторождение отнесено к III группе.

Изученный разрез представлен отложениями печорской серии и интинской свиты. Вскрытый разрез интинской свиты составляет 240 м и содержит пять прослоев угля мощностью от 0,1 до 0,4 м. Печорская серия (сейдинская свита), изучена в 260-метровом интервале разреза, содержат 10 угольных пластов и пропластков мощностью от 0,10 до 6,94 м, среди них шесть имеют рабочую мощность. Угольные пласты – относительно выдержанные. По степени сложности геологического строения месторождение отнесено к II группе.

По степени метаморфизма угли относятся преимущественно к коксовой стадии. Зольность угольной массы

изменяется от 19,2 до 48,3%. Содержание серы – 0,50-0,65%. Прогнозные ресурсы углей марок Ж, К и ОС месторождения составляют 4371 млн т, ресурсы угля с газоносностью более 10 м³/т оцениваются в 3278 млн т.

Возможным объектом изучения может быть пласт мощностью 6,94 м (Рис. 2). Максимальные значения газоносности углей на месторождении составляют 20 м³/т с.б.м., максимальная газоносность на предельной глубине оценки может достигать 35 м³/т с.б.м., средняя газоносность углей, принятая для расчетов – 17 м³/т с.б.м. Прогнозные ресурсы метана на месторождении могут составить 55,73 млрд м³.

Хейягинское месторождение на западе граничит с Янгереинским месторождением (Рис. 1). Оно изучено по обнажениям на берегах рек Хейяга, Большой Лестаншор и Надеита. Протяженность месторождения по простиранию угленосных отложений составляет 23 км, площадь месторождения около 36 км². Изученный разрез по р. Хейяге представлен леворкутской свитой и печорской серией, по р. Большой Лестаншор – фрагментами всей угленосной толщи и по р. Надеите – фрагментами печорской серии (Рис. 2). Общее падение пород угленосной толщи также отмечается в юго-западном направлении и осложняется дополнительной складчатостью и разрывными нарушениями (Рис. 3). По степени тектонической сложности месторождение отнесено к III группе.

В разрезе леворкутской свиты отмечено 23 выхода пластов и пропластков мощностью от 0,18 до 1,60 м. В отложениях интинской свиты вскрыто восемь угольных пластов, три из которых имеют мощность 0,7 м и более. В разрезе печорской серии вскрыто 75 пластов и пропластков угля мощностью от 0,05 до 1,97 м. Угольные пласты относятся к разряду относительно выдержанных. По степени сложности геологического строения месторождение отнесено к III группе.

Угли коксующихся стадий метаморфизма имеются только в отложениях печорской серии. Зольность угольной массы составляет 21,3-41,9%, содержание серы – менее 1%. Прогнозные ресурсы углей марок К и ОС месторождения составляют 1478 млн т, ресурсы угля с газоносностью более 10 м³/т оцениваются в 1109 млн т.

Возможным объектом изучения может стать группа пластов XII-VIII суммарной мощностью 6,62 м (Рис. 2). Максимальные значения газоносности углей на месторождении составляют около 25 м³/т с.б.м., максимальная газоносность на предельной глубине оценки может достигать 38 м³/т с.б.м., средняя газоносность углей, принятая для расчетов – 18 м³/т с.б.м. Прогнозные ресурсы метана на месторождении могут составить 55,73 млрд м³.

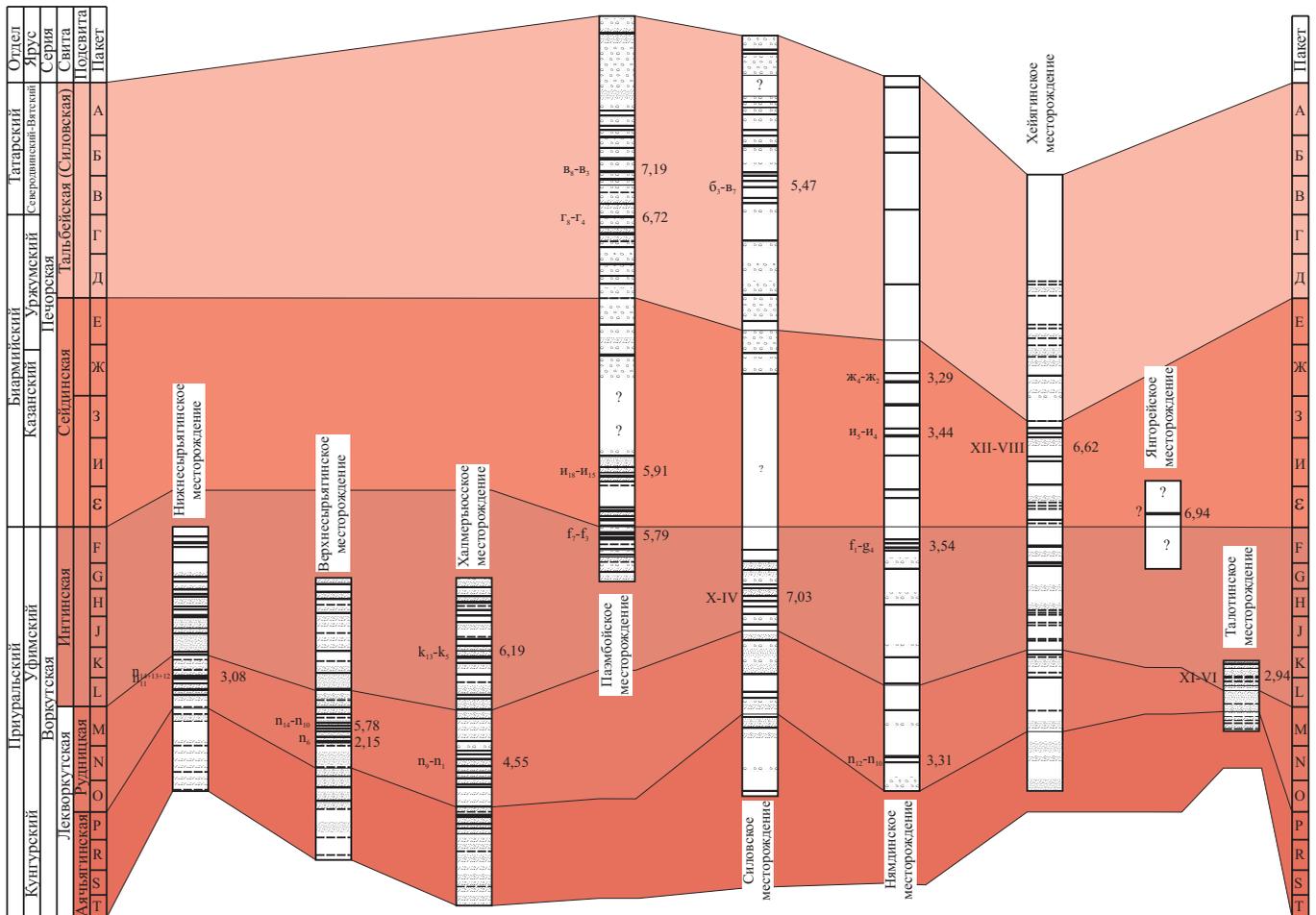


Рис. 2. Корреляция разрезов метанугольных месторождений Кортаихинской впадины (по материалам Угольная база ..., 2000). На колонках: слева индексы перспективных объектов (групп угольных пластов), справа – суммарные мощности пластов в группе

Нямдинское месторождение граничит на западе с Хейягинским месторождением и располагается между реками Нямдо-Юнко и Ярейю (Рис. 1). Его протяженность по простиранию угленосных отложений составляет около 40 км, площадь месторождения около 150 км². Изучено по обнажениям на реках Нямдо-Юнко, Нядаю, Сибирчатаяха и по скважинам двух буровых профилей – Нямдинскому и Моретыскому, расположенных на расстоянии 24 км друг от друга. Общая мощность разреза угленосных отложений около 4000 м (Рис. 2). По степени тектонической сложности месторождение отнесено к III группе. По степени сложности геологического строения месторождение отнесено также к III группе.

Нямдинским буровым профилем вскрыты отложения печорской, воркутской и верхи юньягинской серий (Рис. 3, IV-IV'). В воркутской серии вскрыто 52 пласта и пропластка угля, из которых 4 имеют рабочую мощность. В печорской серии выявлено 55 пластов и пропластков угля, из которых 6 имеют мощность более 0,7 м. Все угольные пласты относятся к разряду относительно выдержанных. Угли коксующихся марок приурочены к верхней части разреза печорской серии. Наиболее полный разрез угленосной толщи вскрыт на Моретыском профиле (Рис. 3, V-V'). Мощность воркутской серии около 1800 м, ее разрезе вскрыто 54 пласта и пропластка угля, из которых 11 имеют рабочую мощность. Вскрытая мощность печорской серии составляет 2200 м, вскрыто 67 пластов и пропластков угля, из которых 36 имеют мощность более 0,7 м. Угли

коксующихся марок приурочены к отложениям печорской серии, главным образом, к тальбейской свите.

Зольность углей колеблется в пределах 23,6-46,5%. Общие прогнозные ресурсы углей марок К-А составляют 7806 млн т, ресурсы угля с газоносностью более 10 м³/т оцениваются в 5855 млн т. Возможными объектами изучения могут стать 4 группы пластов: ж₄-ж₂; и₅-и₄; f₁-g₄; n₁₂-n₁₀; суммарной мощностью соответственно 3,29 м; 3,44 м; 3,54 м и 3,31 м (рис. 2).

Максимальные значения газоносности углей на месторождении составляют около 25 м³/т с.б.м., максимальная газоносность на предельной глубине оценки может достигать 40 м³/т с.б.м., средняя газоносность углей, принятая для расчетов – 20 м³/т с.б.м. Прогнозные ресурсы метана на месторождении могут составить 117,1 млрд м³.

Слодовское месторождение расположено на востоке Кортаихинского геолого-промышленного района в среднем течении р. Силоваяха и протягивается узкой полосой по простиранию угленосных отложений на 25 км, площадь месторождения около 17 км² (Рис. 1). Месторождение изучено по обнажениям рек Силоваяха и Ярейю и небольшому объему буровых и горных работ, выполненных в 1934-1957 гг. Общая мощность угленосных отложений превышает 4500 м (Рис. 2). Отложения печорской серии залегают моноклинально с падением на юго-запад под углом 80-85° в районе р. Силоваяха и под углом 70-75° в районе р. Ярейю. К северо-западу угол падения уменьшается до 30°. Залегание пород осложняется разрывными

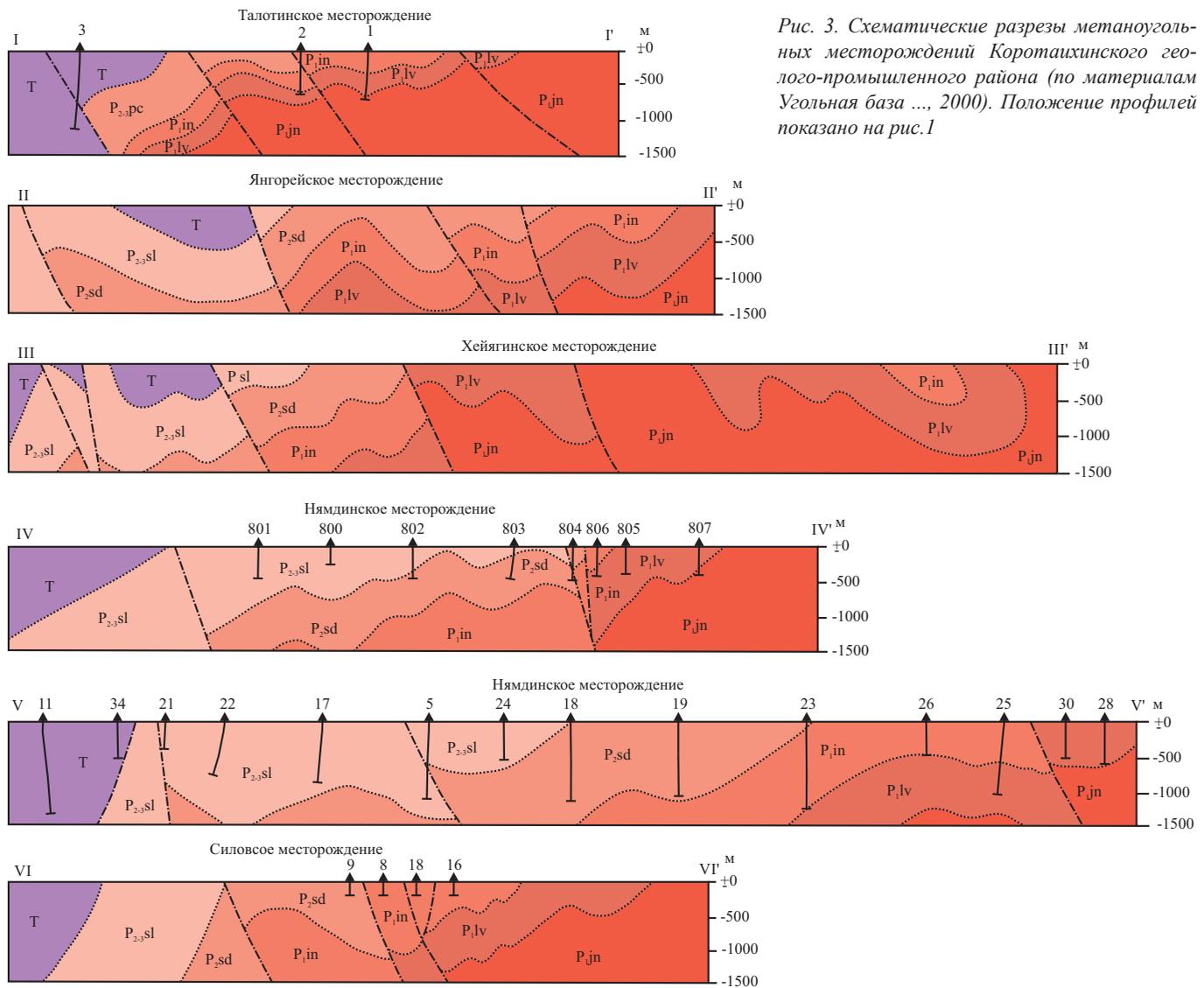


Рис. 3. Схематические разрезы метаноугольных месторождений Кортаихинского геолого-промышленного района (по материалам Угольная база ..., 2000). Положение профилей показано на рис.1

нарушениями. По степени тектонической сложности месторождение отнесено к III группе.

Угленосность отмечена в отложениях лекворкутской и интинской свит, всего вскрыто 44 угольных пласта и пропластка, из 14 имеют мощность 0,7 м и более. Печорская серия вскрыта на мощность 2550 м (полная предполагаемая – 3500), содержит до 83 пластов и пропластков угля мощностью от 0,05 до 2,34 м, из них около 16 имеют мощность более 0,7 м. Угольные пласты относятся к разряду относительно выдержанных. По степени сложности геологического строения месторождение отнесено к III группе.

Коксующиеся угли марок К и ОС приурочены только к отложениям печорской серии. Угли печорской серии месторождения относятся к зольным и высокозольным (до 35 % и более), малосернистым. Общие прогнозные ресурсы углей марок К-ОС на месторождении составляют 1125 млрд т, ресурсы угля с газоносностью более 10 м³/т оцениваются в 843 млн т.

Возможными объектами изучения могут стать 2 группы пластов: б₃-в, и X-IV суммарной мощностью соответственно 5,47 м и 7,03 м (рис. 2). Максимальные значения газоносности углей на месторождении составляют 25 м³/т с.б.м., максимальная газоносность на предельной глубине оценки может достигать 38 м³/т с.б.м., средняя газоносность углей, принятая для расчетов – 17 м³/т с.б.м. Прогнозные ресурсы метана на месторождении могут составить 14,33 млрд м³.

Хальмерьюский район имеет более высокую степень разведанности и изученности угленосных отложений.

Паэмбойское месторождение расположено в северо-западной части Хальмерьюского района (Рис. 1), на севере оно граничит с Силовским месторождением, на востоке – с Хальмерьюским. Протяженность месторождения – около 40 км, при ширине вкрест простирания от 5 км на севере, до 20 км на юге. Площадь составляет около 350 км². Месторождение в настоящее время рассматривается как реальный резерв для расширения базы коксующихся и энергетических углей в Печорском бассейне.

Общая мощность угленосных отложений превышает 3200 м (Рис. 2). Месторождение отличается относительно простым строением. Угленосные отложения печорской серии имеют общее меридиональное (уральское) простирание при падении на запад и характеризуется моноклиналильным залеганием. Величины углов падения закономерно уменьшаются в направлении с востока на запад и с севера на юг от 30-35 до 10-15°. По сложности тектоники месторождение отнесено ко второй группе (Рис. 4).

Всего на месторождении вскрыто бурением 90 пластов и пропластков угля, суммарной мощностью 70 м. Количество рабочих пластов превышает 20, их суммарная мощность достигает 33,5 м. Из общего количества пластов печорской серии 60 приходится на тальбейскую и 30 на сейдинскую свиты. Угольные пласты преимущественно

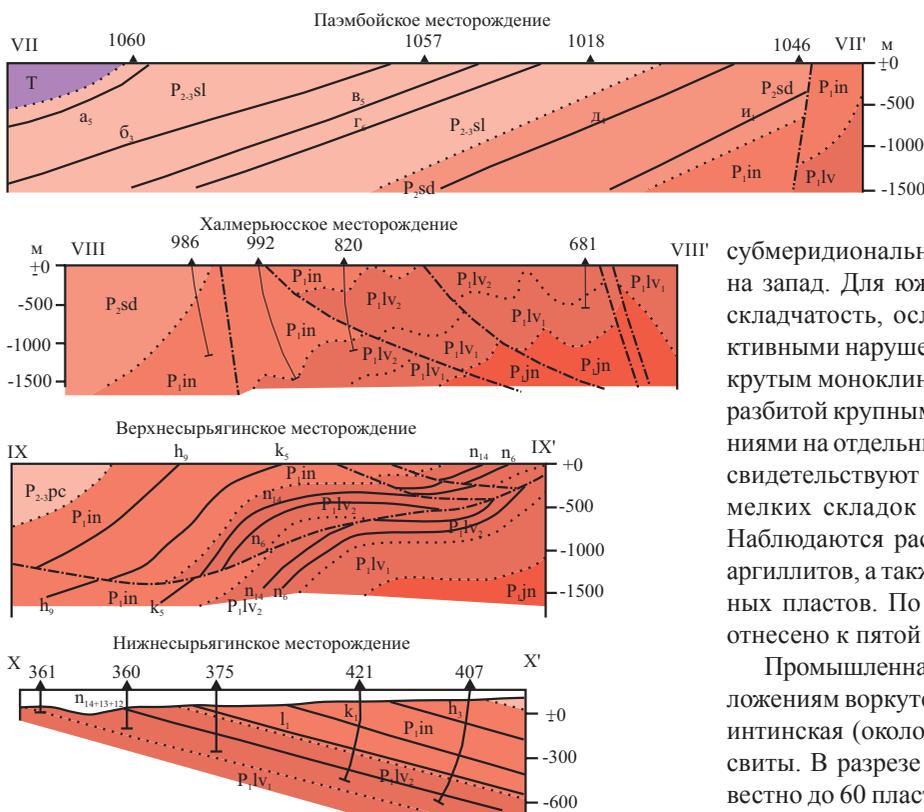


Рис. 4. Схематические геологические разрезы метаногольных месторождений Хальмеръюского геолого-промышленного района (Угольная база ..., 2000). Положение профилей показано на рис. 1

относятся к разряду относительно выдержанных. По степени сложности геологического строения месторождение отнесено ко II группе. Строение пластов угля отличается большой сложностью, частой сменяемостью петрографических типов, которые выделяются резко повышенной зольностью (до 40% и более) по сравнению с углями пластов рудницкой подсвиты. По содержанию серы угли относятся к малосернистым. Прогнозные ресурсы углей марок Г-К Паэмбойского месторождения оценены в 7197 млн т, ресурсы угля с газоносностью более 10 м³/т оценивают в 5398 млн т.

Перспективы добычи метана угольных пластов могут быть связаны с 4 группами пластов: v_8-v_{33} , g_8-g_{18} , i_{15} , f_7-f_{13} суммарной мощностью соответственно 7,19, 6,72, 5,91 и 5,79 м (Рис. 2). Максимальные значения газоносности углей на месторождении составляют 20 м³/т с.б.м., максимальная газоносность на предельной глубине оценки может достигать 32 м³/т с.б.м., средняя газоносность углей, принятая для расчетов – 14 м³/т с.б.м. Прогнозные ресурсы метана на месторождении могут составить 75,57 млрд м³.

Хальмеръюское месторождение расположено в северо-восточной части Хальмеръюского района, в районе верхнего и среднего течения р. Хальмер-Ю, правого притока р. Силовы (бассейн р. Кары) (Рис. 1). Площадь месторождения составляет около 180 км² при протяженности по простиранию 40 км. До 1994 г. месторождение разрабатывалось шахтой «Хальмер-Ю». Состояние разведанности запасов углей Хальмеръюского месторождения позволяет планировать подготовку резерва для нового шахтного строительства. Месторождение содержит особенно ценные марки углей (К и ОС), является перспективным

как база сырья для коксохимической отрасли в Печорском бассейне.

Тектоника Хальмеръюского месторождения сложная, что обусловлено его приуроченностью к восточному крылу Коротаихинской впадины (Рис. 4). В целом угленосная толща

субмеридионального простирания при общем падении на запад. Для южной части месторождения характерна складчатость, осложненная многочисленными дизъюнктивными нарушениями. Северная часть характеризуется крутым моноклинальным залеганием угленосной толщи, разбитой крупными и средними тектоническими нарушениями на отдельные блоки. Материалы шахтной геологии свидетельствуют о широком развитии на месторождении мелких складок и разрывов, межслойных смещений. Наблюдаются рассланцованность, перемятость углей и аргиллитов, а также явления пережимов и раздувов угольных пластов. По сложности тектоники месторождение отнесено к пятой группе.

Промышленная угленосность (Рис. 2) приурочена к отложениям воркутской серии, в составе которой выделены интинская (около 1060 м) и левворкутская (около 1085) свиты. В разрезе угленосной толщи месторождения известно до 60 пластов мощностью 0,5 м и более. Угольные пласты преимущественно относятся к разряду относительно выдержанных. По степени сложности геологического строения месторождение отнесено к IV группе.

Зольность углей средняя и высокая – до 25-35%. По выходу летучих веществ, толщине пластического слоя и отражательной способности витринита угли относятся к жирным, коксовым, отоценно-спекающимся и тощим (Ж, К, ОС и Т). Прогнозные ресурсы углей составляют 1386 млн т, ресурсы угля с газоносностью более 10 м³/т оцениваются в 1040 млн т.

Возможными объектами изучения могут стать 2 группы пластов: k_{13} - k_5 и n_9 - n_1 , суммарной мощностью соответственно 6,19 и 4,55 м (Рис. 2). Максимальные значения газоносности углей на месторождении составляют 23 м³/т с.б.м., максимальная газоносность на предельной глубине оценки может достигать 35 м³/т с.б.м., средняя газоносность углей, принятая для расчетов – 19 м³/т с.б.м. Прогнозные ресурсы метана на месторождении могут составить 19,76 млрд м³. Месторождение частично отработано шахтным способом, поэтому площадь подсчета ресурсов была сокращена до 37,5 км².

Верхнесырьягинское месторождение расположено в районе среднего и верхнего течения р. Сырьяги, на севере граничит с

часть месторождения меридионального простирания пород угленосной толщи при общем падении их на запад (Рис. 4). Сырьягинский надвиг разобщает угленосную структуру на два блока: верхний (аллохтон) и нижний (автохтон). Угольные пласты зоны ядра антиклинали контактируют с одноименными пластами надвинутой с востока осложненной моноклинали. Горизонтальная амплитуда Сырьягинского надвига местами превышает 2 км. По сложности тектоники месторождение отнесено к четвертой группе сложности.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения юньягинской и воркутской серий общей мощностью более 2200 м. Промышленная угленосность месторождения связана с отложениями рудницкой подсвиты и интинской свиты, мощность которых составляет около 1300 м (Рис. 2). Мощность наиболее продуктивной и изученной рудницкой подсвиты изменяется в пределах 390-470 м.

Основная промышленная угленосность на месторождении приурочена к отложениям воркутской серии, в которой наиболее полно изучена рудницкая подсвита. Интинская свита и аячьягинская подсвита, имеющая худшую характеристику угленосности, изучены крайне слабо. Рудницкая подсвита вмещает до 30 угольных пластов и пропластков, из которых до 10 основных имеют промышленное значение. Рабочие пласты относятся к разряду выдержанных и относительно выдержанных. Интинская свита также характеризуется высокой угленасыщенностью разреза. Однако почти все пласты отличаются сложным строением и невыдержанностью. Четко прослеживается ухудшение показателей мощности, выдержанности пластов и качества угля в направлении с севера на юг. По материалам геологоразведочных работ последних лет, южная часть месторождения является бесперспективной по промышленной угленосности интинской свиты. По степени сложности геологического строения месторождение отнесено к IV группе.

По марочному составу угли месторождения входят в основном в группу остродефицитных присадочных (К, ОС), меньшую часть составляют жирные и тощие спекающиеся. Зольность углей увеличивается вверх по разрезу. Геологические ресурсы углей месторождения оценены в 6512 млн т, ресурсы угля с газоносностью более 10 м³/т – в 5209 млн т.

Возможными объектами изучения могут стать 2 группы пластов: $n_{14}-n_{10}$ и n_6 суммарной мощностью соответственно 5,78 и 2,15 м (Рис. 2). Максимальные значения газоносности углей на месторождении составляют 23 м³/т с.б.м., максимальная газоносность на предельной глубине оценки может достигать 38 м³/т с.б.м., средняя газоносность углей, принятая для расчетов – 19 м³/т с.б.м. Прогнозные ресурсы метана на месторождении могут составить 98,97 млрд м³.

Нижнесырьягинское месторождение располагается на юго-востоке Хальмерьюского района в 10-15 км на северо-восток от освоенного промышленностью Воркутского месторождения, на северо-востоке граничит с Верхнесырьягинским месторождением. Железная дорога Воркута–Хальмер-Ю пересекает месторождение в направлении с юго-запада на северо-восток. Кроме того, с шахтными поселками оно связано грунтовой дорогой,

движение по которой возможно круглогодично. Площадь месторождения составляет 93,9 км².

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения юньягинской и воркутской серий общей мощностью более 2000 м. В структурном отношении месторождение располагается в районе юго-восточного замыкания Коротаихинской мегасинклинали (Рис. 1). Угленосные отложения протягиваются полосой вдоль северного крыла поднятия Чернова и разделяются на два участка – западный и восточный. Угленосные отложения западного участка, наиболее простого в тектоническом отношении, унаследовали структуру Изьюрвожской антиклинали поднятия Чернова. На востоке участка породы угленосной толщи имеют меридиональное простирание, вблизи Аячьягинского взброса они смяты в мелкие складки широтного простирания. В центральной части западного участка наблюдается наиболее спокойное залегание угленосных отложений, погружающихся на северо-восток под углами 25-45° (Рис. 4). Восточный участок месторождения по тектоническому строению оценивается как весьма сложный. Крупные разрывные нарушения – апофизы Аячьягинского взброса – разбивают его на отдельные тектонические блоки, угленосные отложения в которых осложнены дополнительно мелкой складчатостью и дизъюнктивными нарушениями. Угленосные отложения воркутской серии имеют крутые (60-70°) углы падения, местами поставлены на «голову» или опрокинуты на юг. По сложности тектоники западный участок относится ко второй группе, восточный – к третьей группе.

Рабочая угленосность на месторождении приурочена к отложениям воркутской серии мощностью около 1500 м (Рис. 2). Всего на месторождении вскрыто 85 угольных пластов и пропластков, в том числе с рабочей мощностью 14. Лучшими угольными пластами, представляющими промышленный интерес, на месторождении являются пласты $n_{14+13+12}$, n_{11} , n_{7+8} . Они характеризуются относительной выдержанностью, наименьшей зольностью. Пласты интинской свиты, характеризуются случайной рабочей мощностью, высокой зольностью угля. По степени сложности геологического строения месторождение отнесено к III группе.

В целом технологические свойства углей пластов рудницкой подсвиты Нижнесырьягинского месторождения сопоставимы со свойствами углей Воркутского месторождения, с успехом используемых для получения высококачественного кокса. Общие прогнозные ресурсы углей месторождения марок Г-К составляют 957 млн т, ресурсы угля с газоносностью более 10 м³/т – в 765 млн т.

Возможным объектом изучения может стать группа пластов $n_{14}-n_{11}$ суммарной мощностью 3,08 м. Максимальные значения газоносности углей на месторождении составляют 19 м³/т с.б.м., максимальная газоносность на предельной глубине оценки может достигать 32 м³/т с.б.м., средняя газоносность углей, принятая для расчетов – 15 м³/т с.б.м. Прогнозные ресурсы метана на месторождении могут составить 11,48 млрд м³.

В результате сопоставления основных критериев возможности освоения метанугольных месторождений Коротаихинской впадины и их ранжирования была составлена таблица (Табл. 8). Наиболее перспективными месторождениями для постановки экспериментальных работ по изучению возможностей добычи метана в

Название месторождения	Сложность геол. строения		Степень тектонической сложности		Характер угленосности		Возможная продуктивная группа пластов	Суммарная мощность продуктивных пластов		Степень метаморфизма	Ресурсы угля продуктивных пластов		Средняя газоносность в интервале оценки ресурсов		Ресурсы метана в продуктивных пластах		Способ интенсификации газоотдачи		Подготовленность участка		Сумма баллов			
	группа	балл	группа	балл	группа	балл		м	балл		млн т	балл	м³/т с.б.м.	балл	млрд м³	балл	метод	балл	разведанность	балл				
Коротайхинский геолого-промышленный район																								
Талотинское	II	4	III	3	II	3	XI-VI	1	2,94	1	Ж-К	5	143	1	15	2	2,139	2	ГРП	5	2	общие поиски	2	29
Янгарейское	II	4	III	3	II	3	?	5	6,94	5	Ж-ОС	5	5209	5	17	3	88,549	4	ГРП	5	5	общие поиски	2	44
Хейягинское	III	2	III	3	II	3	XII-VIII	1	6,62	5	К-ОС	5	359	1	18	3	6,458	3	ГРП	5	5	общие поиски	2	33
Нямдинское	III	2	III	3	II	3	Ж-Ж2 И-И4 Г-Г4	5	3,29 3,44 3,54 3,31	3	К-А	5	3079	5	20	4	61,587	4	ГРП	5	5	поисково-оценочные	3	42
Сыловское	III	2	III	3	II	3	И12-И10 Б-В7 Х-IV	3	5,47 7,03	5	К-ОС	5	315	1	17	3	5,355	3	ГРП	5	5	общие поиски	2	35
Хальмерьёвский геолого-промышленный район																								
Паэмбойское	II	4	II	4	II	3	В8-В3 Г8-Г4 И18-И15 Г7-Г5	5	7,19 6,72 5,91 5,79	5	Г-К	5	13388	5	14	2	187,426	4	ГРП	5	5	детальная разведка	5	47
Хальмерьёвское	IV	1	V	1	II	3	К13-К5 И9-И1	3	6,19 4,55	5	Ж-Т	5	575	3	19	4	10,927	3	ГРП	5	5	детальная разведка	5	38
Верхне-сырьягинское	IV	1	IV	2	II	3	И14-И10; П6	3	5,78; 2,15	5	Ж-Т	5	2022	5	19	4	38,420	4	ГРП	5	5	детальная разведка	5	42
Нижне-сырьягинское	III	2	II-III	3	II	3	И14-И11	3	3,08	3	Г-К	5	434	1	15	2	6,507	3	ГРП	5	5	детальная разведка	5	35

Табл. 8. Ранжирование и перспективность освоения метаноугольных месторождений Коротайхинской впадины

Коротайхинском районе являются Янгарейское (44 балла) и Нямдинское (42 балла), менее перспективными – Талотинское (29 баллов), Хейягинское (33 балла) и Сыловское (35 баллов). В Хальмерьёвском районе наиболее перспективными можно считать Паэмбойское (47 баллов) и Верхнесырьягинское (42 балла), а менее перспективными – Хальмерьёвское (38 баллов) Нижнесырьягинское (35 баллов) месторождения.

При выборе экспериментальных участков необходимо учитывать еще один важный аспект. Одним из результатов самостоятельной добычи метана из угольных пластов является дегазация шахтного поля. Для региона в целом это социально значимый и положительный эффект, который позволит существенно сократить производственные расходы, увеличить производительность и рентабельность будущих шахт и, что самое главное, повысить безопасность подземной добычи угля.

Проведенный анализ показал, что все метаноугольные месторождения Коротайхинской впадины можно рассматривать в качестве местных источников энергетических ресурсов. Совместное освоение ресурсов угольного и нефтегазоносного бассейнов (территориально совпадающих) повышает возможность создания нового инновационного кластера по добыче и использованию метана угольных пластов в этом регионе. Однако, эффективная добыча метана из угольных пластов как самостоятельного полезного ископаемого в будущем возможна только при рациональном выделении и обоснованном выборе перспективных участков с благоприятными геолого-промысловыми характеристиками целевых пластов, оценкой горно-геологических условий и правильным подбором технологии газоотдачи.

Литература

Голицын М.В., Богомолов А.Х., Вялов В.И. и др. Метаноугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов. *Геология нефти и газа*. 2013. № 3. С. 88-95.

Золотых С.С., Карасевич А.М. Проблемы промысловой добычи метана в Кузнецком бассейне. М: ИСПИН. 2002. 570 с.

Карта угленосности, качества и ресурсов углей России. Под ред. В.И. Вялова, О.В. Петрова, М.И. Логвинова. СПб: Изд-во ВСЕГЕИ. 2004.

Ступаков В.П., Ефремова А.Г., Зимаков Б.М. Проблемы освоения ресурсов метана на угольных месторождениях СНГ. Оценка прогнозных ресурсов УВ газов в угольных бассейнах СНГ. Книга 2. М: ВНИИГАЗ, 1994. С. 122-124.

Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В. и др. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ. *Российский химический журнал*. 2008. Т. LII. № 6. С. 63-72.

Шувалов Ю.В., Бобровников В.Н., Плиско И.Е. и др. О запасах метана в Печорском угольном бассейне. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2002. № 1. С. 73-75.

Угольная база России. Том I. Угольные бассейны и месторождения европейской части России (Северный Кавказ, Восточный Донбасс, Подмосковский, Камский и Печорский бассейны, Урал). М: ЗАО «Геоинформмарк». 2000. 483 с.

Halliburton. Coal Bed Methane: Principles and Practices. Halliburton Co. 2007. 504 p. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf

Сведения об авторах

Дмитрий Валентинович Митронов – кандидат геолого-минералогических наук, инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1
Тел: +7(495)939 23 32, e-mail: mdvcg@yandex.ru

Елена Юрьевна Макарова – кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Александр Христофорович Богомолов – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Евгения Владимировна Кузеванова – кандидат геолого-минералогических наук, младший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 13.03.2017;

Принята к публикации 10.04.2017; Опубликована 20.05.2017

The possibility of developing methane-coal deposits in the Korotaikha depression of the Pechora basin

D.V. Mitronov, E.Yu. Makarova, A.V. Stoupakova, A.Kh. Bogomolov, E.V. Kuzevanova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

Abstract. The Pechora coal basin is considered to be one of the promising targets for the extraction of unconventional hydrocarbon raw materials – coalbed methane. Korotaikha depression is a structural subdivision of two basins – the Timano-Pechora oil and gas basin and Pechora coal basin. Currently, there is a favorable situation for the development of coalbed methane resources: on the one hand, the construction of new coal enterprises is postponed indefinitely, on the other hand, oil producing companies come with technologies close to the technologies for self-extracting methane from coal seams. The issue of perspective methane-coal fields of the Korotaikha depression in the Pechora coal basin is considered in the article. Favorable conditions and significant (about 900 billion cubic meters) methane resources predetermine the prospects of this territory for its independent production. The geological characteristics of the fields are considered and their ranking is carried out taking into account the preliminary selection of the most promising methane-coal objects. Due to the different degree of exploration of fields and the lack of (complete or partial) necessary data, some of the geological indicators served as evaluation criteria, and the preliminary assessment carried out. The prospects of four fields for the experimental work on the methane extraction opportunities are justified.

Keywords: The Pechora coal basin, Korotaikha depression, methane-coal deposits, promising methane-coal objects, exploration

For citation: Mitronov D.V., Makarova E.Yu., Stoupakova A.V., Bogomolov A.Kh., Kuzevanova E.V. The possibility of developing methane-coal deposits in the Korotaikha depression of the Pechora basin. *Georesursy = Georesources*. 2017. Special Issue. Part 1. Pp. 102-111. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.11>

References

- Golitsyn M.V., Bogomolov A.Kh., Vyalov V.I. et al. Methane-coal basins and fields of Russia. Ways to solve the problems of methane extraction from coal deposits. *Geologiya nefi i gaza = The geology of oil and gas*. 2013. No. 3. Pp. 88-95. (In Russ.)
- Halliburton. Coal Bed Methane: Principles and Practices. Halliburton Co. 2007. 504 p. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf
- Karta uglenosnosti, kachestva i resursov uglei Rossii [Map of coal content, quality and coal resources in Russia]. Ed. V.I. Vyalova, O.V. Petrova, M.I. Logvinova. St.Petersburg: VSEGEI Publ. 2004. (In Russ.)
- Shuvalov Yu.V., Bobrovnikov V.N., Plisko I.E. et al. About methane reserves in the Pechora Coal Basin. *Gornyi informatsionno-analiticheskii byulleten* [Mining information and analytical bulletin]. 2002. No. 1. Pp.73-75. (In Russ.)

Storonskii N.M., Khryukin V.T., Mitronov D.V. et al. Unconventional resources of methane coal-bearing strata. *Rossiiskii khimicheskii zhurnal = Russian Chemical Journal*. 2008. V. LII. No. 6. Pp. 63-72. (In Russ.)

Stupakov V.P., Efremova A.G., Zimakov B.M. Problems of methane resources development in the CIS coal fields. *Otsenka prognoznykh resursov UV gazov v ugol'nykh basseynakh SNG* [Assessment of the forecasted resources of hydrocarbon gases in the CIS coal basins]. Book 2. Moscow: VNIIGAZ Publ. 1994. Pp. 122-124. (In Russ.)

Ugol'naya baza Rossii. Vol I. Ugol'nye basseiny i mestorozhdeniya evropeiskoi chasti Rossii (Severnyi Kavkaz, Vostochnyi Donbass, Podmoskovnyi, Kamskii i Pechorskii basseiny, Ural) [Coal base of Russia. Coal basins and fields in the European part of Russia (the North Caucasus, the Eastern Donbass, the Moscow region, the Kamsky and Pechora basins, the Urals)]. Moscow: ZAO «Geoinformmark». 2000. 483 p. (In Russ.)

Zolotykh S.S., Karasevich A.M. Problemy promyslovoi dobychi metana v Kuznetskom basseine [The problems of commercial methane extraction in the Kuznetsk basin]. M: ISPIN. 2002. 570 p. (In Russ.)

About the Authors

Dmitrii V. Mitronov – PhD in Geology and Mineralogy, Engineer, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Phone: +7(495)939 23 32, e-mail: mdvcg@yandex.ru

Elena Yu. Makarova – PhD in Geology and Mineralogy, Senior Researcher, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Antonina V. Stoupakova – DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Aleksandr Kh. Bogomolov – PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Evgeniya V. Kuzevanova – PhD in Geology and Mineralogy, Junior Researcher, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University

Russia, 119234, Moscow, Leninskie gory, 1

Manuscript received 1 March 2017;

Accepted 1 April 2017; Published 20 May 2017