

УДК 550.8.011

Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов, Е.Д. Ковалёва

## Особенности оценки потенциальных ресурсов углеводородов ачимовских и ниже-среднеюрских отложений северных районов Западной Сибири

**Ключевые слова:**  
ачимовские отложения, юрские отложения, ЯНАО, нефтегазоносность, оценка ресурсов.

**Keywords:**  
Achimov deposits, Jurassic deposits, Yamal-Nenets Autonomous Area, oil-and-gas-bearing capacity, evaluation of resources.

Северные районы Западной Сибири являются главным газодобывающим регионом страны. Основные запасы и добыча природного газа здесь сосредоточены в верхней части осадочного чехла в объеме апт-альб-сеноманского нефтегазоносного комплекса (НГК), где основные залежи сухого метанового газа локализованы в гигантских и уникальных месторождениях на небольших глубинах под региональной турон-олигоценовой покрывкой. В пределах суши большая часть запасов углеводородов (УВ) в этих отложениях уже вовлечена в разработку, а наиболее крупные залежи характеризуются высокой выработанностью, что сказывается на падении добычи из залежей большинства месторождений, находящихся в разработке. Также необходимо отметить, что верхняя часть осадочного чехла отличается высокой степенью структурно-буровой изученности, основные антиклинальные структуры выявлены и опробованы, локализация залежей УВ вне антиклинальных ловушек маловероятна. В связи с этим здесь, за исключением обширного практически неизученного шельфа Карского моря, крупных открытий не ожидается.

По мере выработки основных запасов УВ гигантских и уникальных газосодержащих месторождений в процесс эксплуатации будут постепенно вовлекаться залежи в отложениях неокома и юры, обладающие существенно меньшими запасами и имеющие более сложное геологическое строение. Среди них в качестве основных объектов выделяются отложения ачимовского и ниже-среднеюрского НГК. На 01.01.2014 г. на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) в ачимовской толще (АТ) открыты залежи на 56 месторождениях, в ниже-среднеюрской – на шестидесяти. Начальные суммарные извлекаемые запасы (категорий<sup>1</sup> Q+ABC<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>) углеводородов в АТ составляют 5,7 млрд т у.т., из них около 70 % приходится на свободный газ, остальные – на жидкие УВ; начальные суммарные извлекаемые запасы ниже-среднеюрской толщи составляют 2,7 млрд т у.т., из которых около 80 % – свободный газ. Необходимо отметить весьма низкую степень разведанности запасов по газу – 59 % для АТ и 26 % для ниже-среднеюрской толщи; разведанность запасов нефти АТ составляет 14 %, ниже-среднеюрской толщи – 52 %. В общей структуре запасов промышленных категорий (Q+ABC<sub>1</sub>) залежи УВ в АТ и нижней-средней юре занимают сравнительно небольшую долю: по нефти – не более 5 %, по газу – около 5 % для АТ и около 1 % для ниже-среднеюрских отложений.

Несмотря на достаточно скромную долю разведанных запасов рассматриваемых НГК в общей структуре запасов ЯНАО, они являются, по сути, единственными реальными объектами для дальнейшего развития минерально-сырьевой базы газонефтедобычи и основными источниками прироста УВ на суше ЯНАО. Породы верхней юры (васюганская, сиговская свиты) обладают невысоким ресурсным потенциалом в силу ограниченности распространения (только восточные районы Надым-Пур-Тазовского региона ((НПТР)). Перспективы доюрских (триасовых и палеозойских) отложений северных районов Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) оцениваются как неопределенные в силу больших глубин залегания предполагаемых

<sup>1</sup> Здесь и далее категории запасов и ресурсов УВ указаны согласно Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной в 2001 г.

продуктивных толщ и сложности геологического строения. Даже невзирая на имеющиеся сведения о непромышленных притоках УВ из палеозоя на Бованенковском месторождении, а также на факт установленной газоносности зоны контакта осадочного чехла и доюрского комплекса пород – палеозойского фундамента на Новопортовском месторождении, преждевременно делать выводы о высоких перспективах доюрских образований.

В связи с этим актуальна достоверная количественная оценка величины и структуры потенциальных, в том числе неоткрытых, ресурсов УВ наиболее перспективных по величине УВ-потенциала пород – АТ и нижней-средней юры. Авторы статьи обозначили основные методические трудности количественного подсчета начальных потенциальных ресурсов (НПР, то же – начальных суммарных ресурсов) рассматриваемых отложений. Особенности геологического строения и нефтегазоносности ачимовских и ниже-среднеюрских отложений широко освещены в многочисленных публикациях специалистов ВНИГНИ, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ, ИНГГ СО РАН, Газпром ВНИИГАЗ, СибНАЦ, СНИИГГиМС и др.

В целом геологические условия залегания отложений АТ и нижней-средней юры существенно отличаются от условий залегания вышележащих меловых пород. В конечном счете это отличие оказывает решающее влияние на нефтегазоносность и предопределяет специфику распределения НПР УВ. Главные особенности – большие глубины залегания этих отложений (3,0–3,5 км и более) в центральной части и северной половине ЯНАО и связанные с ними высокие значения термодинамических и катагенетических параметров продуктивных толщ, высокая литолого-фациальная и эпигенетическая неоднородность, аномально-высокие пластовые давления (АВПД), пониженные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов, повышенное содержание конденсата и растворенного газа в газовых и нефтяных залежах. Все это, с одной стороны, негативно сказывается на количестве, размерах залежей УВ и добывных возможностях, а с другой – расширяет ареал локализации возможных скоплений УВ: увеличивает перспективы неструктурных зон – склонов крупных положительных поднятий, тектонических седловин, моноклиналей и впадин, которые для вышележащих апт-альб-сеноманских отложений практически

бесперспективны, особенно с точки зрения поиска скоплений свободного газа.

Так, установлено, что все имеющиеся залежи УВ в апт-альб-сеноманских отложениях приурочены к антиклинальным структурам различной морфологии. По мере погружения от альб-сеномана к юре влияние структурного фактора на нефтегазоносность снижается. Примечательно, что минимальный структурный контроль установлен для пород АТ, в первую очередь в относительно глубокопогруженных центральных и северных районах НПТР, где около половины выявленных залежей и запасов УВ приурочены к неантиклинальным ловушкам. Это объясняется расположением АТ внутри мощной верхнеюрско-валанжинской региональной покрывки (ближе к ее подошве), которая практически изолирует вмещающие ачимовские и нижележащие юрские коллекторские горизонты, что является одной из главных причин «закрытости» рассматриваемых отложений и наличия в них АВПД [1, 2].

При оценке НПР УВ любого НГК в первую очередь следует четко обозначить область распространения самого комплекса, а также ареал его возможной промышленной нефтегазоносности. Распространение и промышленная продуктивность ниже-среднеюрского НГК установлена фактически или предполагается в пределах всей ЗСМП, в том числе арктического продолжения суши и акваторий. Необходимо отметить, что промышленная продуктивность ниже-среднеюрской толщи в связи с большей изолированностью значительно превышает продуктивность вышележащих меловых отложений, поэтому ареал продуктивности расширяется на окраинные районы вблизи границ седиментационного бассейна.

Ачимовская толща представляет собой клиноформный комплекс, распространение которого прослежено в субмеридиональном направлении от центральных районов Западной Сибири через НПТР в сторону Ямало-Гыданского региона и Енисей-Хатангского мегапрогиба (В.Н. Бородкин и др.). Однако промышленная нефтегазоносность АТ в северных районах ЗСМП пока установлена только в НПТР, южнее Мессовской гряды. К северу от нее вопрос промышленной нефтегазоносности и, соответственно, количественной оценки ресурсов УВ остается открытым. Трудности также вызывает выбор объекта оценки, в качестве которого в идеале должна выступать

каждая отдельная клиноформа, что существенно усложняет расчеты, а с учетом дефицита информации по строению ачимовской части разреза делает оценку НПП УВ неточной (малодостоверной). По мнению авторов, оценку НПП УВ в АТ нужно проводить интегрально для всей толщи, используя в качестве условных кровли и подошвы скользящие поверхности самого верхнего и нижнего проницаемых горизонтов. Для раздельной оценки возможно выделение нескольких районов – групп линз, объединенных по характеру залегания и развития.

Наиболее общепринятым и распространенным методом оценки НПП УВ в настоящее время является метод геологических аналогий в различных модификациях [3]. Метод основывается на выделении в пределах наиболее изученных частей территории эталонных участков (ЭУ) и переносе плотностей НПП УВ на менее изученные участки – расчетные (РУ) – с использованием определенных коэффициентов аналогий. Под ЭУ понимается наиболее хорошо изученный поисково-разведочными работами (ППР) район (зона), где большая часть НПП УВ уже переведена в начальные запасы промышленных категорий ( $Q+ABC_1$ ) и лишь малую часть составляют предварительно оцененные запасы категорий  $C_2$  и локализованные ресурсы категорий  $C_3$  и  $D_{1n}$ . Таким образом, для достоверной оценки НПП УВ главное – наличие надежных ЭУ, которые наиболее полно характеризуют все возможные геологические условия продуктивности данного НГК. Применительно к северным районам Западной Сибири это условие в достаточной степени соблюдается только для альб-сеноманских и неоком-аптских пород, где выделяется достаточное количество обоснованных ЭУ.

Рассматриваемые отложения АТ и нижней-средней юры характеризуются пониженной буровой изученностью, в связи с этим трудно выделить ЭУ. В первую очередь это относится к наиболее погруженным частям центральных и северных районов НПТР, а также к Ямалу и Гыдану, где залежи в породах АТ и нижней-средней юры на основных месторождениях отличаются низкой степенью разведанности – как правило, не более 20 %, а значительные запасы на ряде месторождений (Западно- и Северо-Тамбейское, Оликуминское, Лензитское, Тазовское и др.) «висят» всего на одной-двух скважинах. Исключение составляют относительно хорошо изученные

месторождения – Уренгойское, Бованенковское, Новопортовское, уникальные по запасам УВ. По причине линзовидного строения продуктивных резервуаров и неоднородности ФЕС значительная часть запасов кат.  $C_2$  может не подтвердиться в будущем.

Как следствие, приходится использовать ЭУ, расположенные в южных, менее погруженных и хорошо изученных, районах НПТР, но тогда не соблюдается одно из главных правил при выборе ЭУ – расположение в схожих структурно-литологических и онтогенетических условиях, что, несомненно, приведет к ошибкам в расчетах. Нельзя исключить выделение слабоизученных «условных» ЭУ (полуеталонов) с высокой долей запасов кат.  $C_2$ , пересчитанных в  $C_1$  с помощью межкатегорийных коэффициентов перевода. Однако надежного обоснования такого перевода для северных районов Западной Сибири нет. Наиболее часто используется коэффициент 0,5, но для АТ и нижней-средней юры он, по-видимому, должен быть не более 0,3–0,4.

Кроме того, открытие месторождений, подобных уникальным по запасам Бованенковскому, Новопортовскому и Уренгойскому, по крайней мере на суше, маловероятно, и использование их в качестве эталонных участков не совсем корректно. Однако в связи с отсутствием других возможных ЭУ, например, для средней юры Ямало-Гыданского региона в качестве ЭУ приходится использовать Бованенковское и Новопортовское месторождения с существенным понижающим коэффициентом аналогии, что также является некоторым допущением.

Таким образом, главный показатель ресурсов – плотность НПП УВ на ЭУ – может варьироваться в широких пределах, что повышает неопределенность оценок НПП УВ на РУ и в конечном счете понижает достоверность интегральной оценки ресурсов ачимовского и ниже-среднеюрского НГК.

Оценка ресурсов может также осуществляться объемно-генетическим методом, который основан на количественном расчете объемов генерации и эмиграции УВ из нефтегазоматеринских толщ, последующей миграции, аккумуляции и консервации в залежах. Ограниченность метода заключается в недостаточной изученности и обоснованности сложных процессов онтогенеза УВ в АТ и юре, особенно количественного подсчета потерь при миграции и аккумуляции УВ в недрах,

а также влияния разломов на формирование и сохранность залежей. В результате полученные оценки могут быть неточны, тем не менее, в связи с эталонной ограниченностью при оценке НПП УВ методом геологических аналогий возможно использовать некоторые элементы объемно-генетического метода, например при сравнительных расчетах объемов генерации УВ на ЭУ и РУ.

Одним из наиболее важных факторов, обуславливающих перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений осадочного чехла ЗСМП, является сохранность ФЕС коллекторов, которые помимо первичных литолого-фациальных условий формирования зависят от вторичных эпигенетических изменений, связанных с уплотнением и катагенетическими изменениями пород, что находит связь с современными термоглубинными условиями залегания. Это в большей степени относится к ниже-среднеюрским, чем к ачимовским отложениям [1, 4, 5]. Часть пород нижней-средней юры находится в зоне распространения плотных коллекторов, представляющих собой уплотненные песчаники и алевролиты с пористостью менее 12 % и проницаемостью в десятки доли миллиарды. Залежи УВ, преимущественно газа, там присутствуют, но представляют собой так называемые нетрадиционные скопления, для которых неприменимы стандартные методы освоения и разработки.

Глубина залегания плотных коллекторов может существенно варьироваться в зависимости от конкретных геотермических условий. Она оценена в различных областях и районах севера Западной Сибири (таблица). В региональном плане глубинная граница плотных пород погружается с запада на восток: от центральных частей Карского моря, где она предположительно залегает на глубинах 3350–3400 м,

до п-ова Гыдан, где традиционные скопления УВ можно ожидать до глубин 3850–4350 м.

Таким образом, количественный подсчет ресурсов УВ ниже-среднеюрской толщи должен осуществляться без учета зон распространения плотных пород. С этой целью составлена схема их распространения в пределах суши ЯНАО и акваторий Обской и Тазовской губ (рисунок). Согласно проведенным расчетам около 45 % площади распространения среднеюрских отложений относится к зоне развития «традиционных» коллекторов, остальная часть – площадь распространения «нетрадиционных» коллекторов, в пределах которой для средней юры выделяются область сплошного распространения плотных пород, а также переходная область, где удовлетворительные коллекторские свойства сохраняются только в верхних горизонтах (Ю<sub>2-3</sub>). Большая часть пород (около 60 %) нижеюрских отложений относится к зонам сплошного распространения плотных пород, традиционные коллектора ожидаются здесь преимущественно в окраинных частях бассейна и наименее погруженных южных и юго-восточных районах НППР.

Итак, существенный объем отложений нижней-средней юры, представленный плотными породами, не должен учитываться при оценках НПП традиционных УВ. Тем не менее необходимо отметить, что в зонах плотных коллекторов все же возможна локализация промышленных «традиционных» залежей УВ, приуроченных к базальным горизонтам нижней юры, а также к зонам разуплотнения, связанным с крупными разрывными нарушениями [6, 7], но, по-видимому, запасы (ресурсы) таких скоплений будут составлять малую долю в общей структуре НПП УВ.

Перечисленные особенности нефтегазоносности существенно осложняют

### Глубина кровли плотных коллекторов средней юры в различных районах севера Западной Сибири

Регион ЗСМП	Средний геотермический градиент, °С/100 м	Глубина залегания зоны плотных коллекторов, м	
		максимальная	минимальная
Карское море	3,0–4,2*	3950*	3350*
П-ов Ямал	3,1–4,3	3950	3400
П-ов Гыдан	2,6–3,4	4350	3850
Обская и Тазовская губы	2,9–3,3	4000	3750
Тазовский п-ов	3,1–3,4	4050	3850
Большехетская впадина	2,8–3,0	4250	4100

\* По оценке.

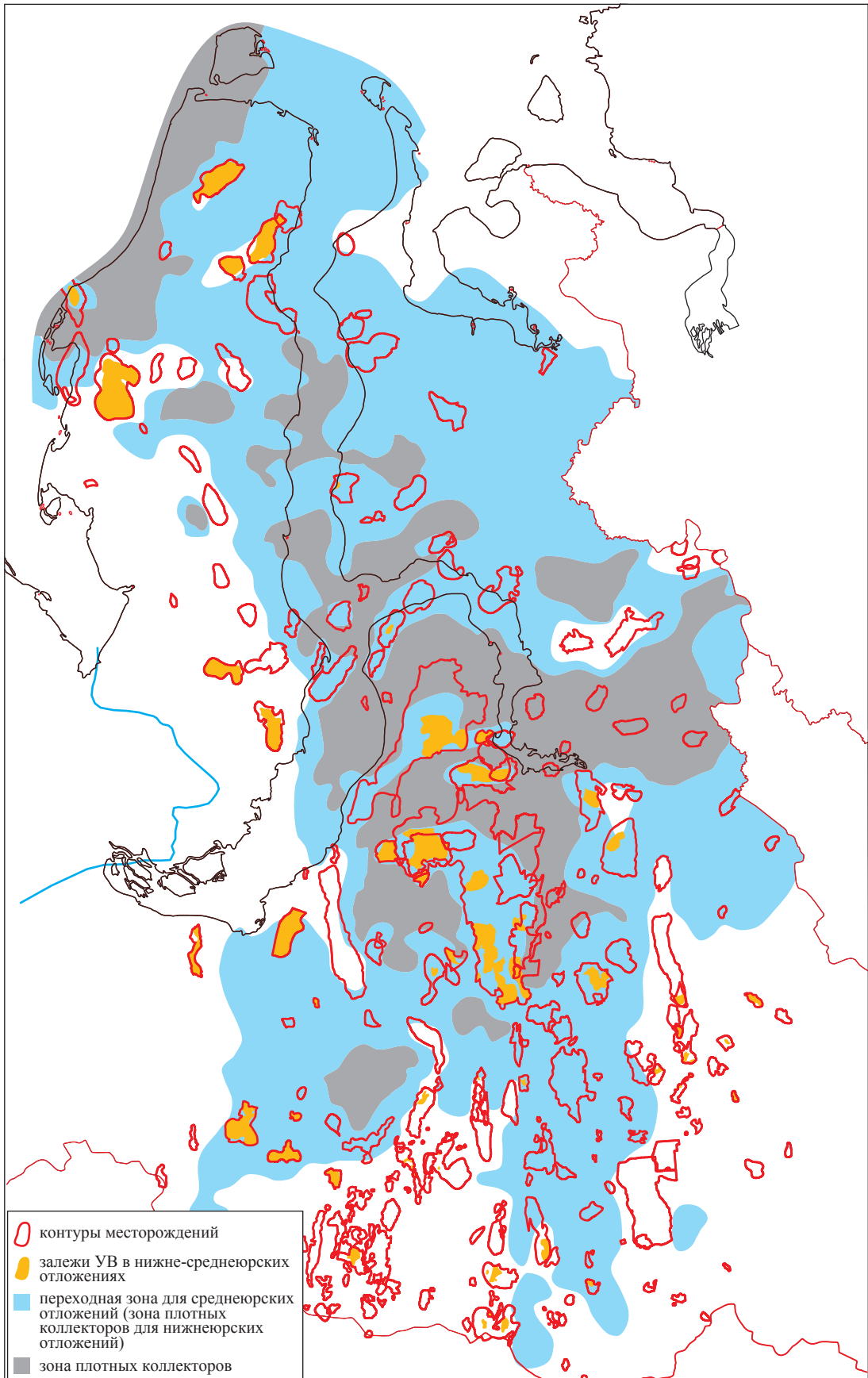


Схема распространения плотных коллекторов в нижне-среднеюрских отложениях ЯНАО

количественную оценку ресурсного потенциала. Без их учета результирующие величины НПР УВ, как правило, являются существенно завышенными. Так, официальные оценки НПР УВ ачимовской толщи в ЯНАО составляют около 20 трлн м<sup>3</sup> свободного газа и 16 млрд т нефти (геол.). По последним авторским оценкам, ресурсный потенциал АТ в пределах суши ЯНАО с акваториями Обской и Тазовской губ находится в пределах 5,3–7,7 трлн м<sup>3</sup> свободного газа и 7,1–11,3 млрд т нефти (геол.). Официальные оценки НПР УВ ниже-среднеюрских отложений в ЯНАО составляют около 19 трлн м<sup>3</sup> свободного газа и 15 млрд т нефти (геол.), в то время как, по авторским оценкам, традиционные НПР УВ нижней-средней юры суши ЯНАО с акваториями Обской и Тазовской губ интервально оцениваются в 5,8–9,0 трлн м<sup>3</sup> свободного газа и 3,7–4,8 млрд т нефти (геол.).

Высокая дифференциация оценок НПР УВ (что указывает на достаточно низкую их достоверность) связана с использованием различных подходов к оценке ресурсов. Тем не менее можно учитывать все оценки, однако необходимо принять во внимание различную вероятность их подтверждения. Очевидно, что в ходе дальнейших ПРР итоговые величины НПР УВ будут существенно корректироваться, по-видимому, в сторону уменьшения, в первую очередь по нефтяной составляющей, геологические ресурсы которой, по официальным оценкам, практически сопоставимы с газовыми, что для глубоководных отложений АТ и нижней-средней юры севера Западной Сибири маловероятно по генетическим причинам [8, 9].

Таким образом, специфика геологического строения ачимовской и ниже-среднеюрской

толщ предопределяет сложность количественной оценки их ресурсного потенциала. Основные трудности при подсчете НПР УВ возникают:

- при выборе и обосновании использования ЭУ, что обусловлено низкой разведанностью залежей в АТ и нижней-средней юре на основных месторождениях;
- прогнозировании области распространения, промышленной продуктивности и обосновании объектов оценки в АТ;
- прогнозировании в ниже-среднеюрских отложениях зон с удовлетворительными ФЕС и зон плотных коллекторов в разрезе.

К благоприятным факторам можно отнести общую изолированность ачимовских и ниже-среднеюрских резервуаров от вышележащих в связи с наличием мощной верхнеюрско-валанжинской региональной покрывки, а также высокой литолого-фациальной неоднородностью самих пород. Это расширяет ареал возможной продуктивности на окраинные районы бассейна, зоны моноклиналей и впадин, где возможна локализация неструктурных залежей УВ, однако поиск таких скоплений традиционно связан с высокими рисками.

Перечисленные трудности влекут за собой некоторые допущения при количественной оценке НПР УВ, что увеличивает неопределенность и снижает общую достоверность оценки. В связи с этим во избежание неприятных «сюрпризов» при геологоразведке нижних горизонтов осадочного чехла к имеющимся оценкам УВ-потенциала нужно подходить с большой осторожностью и допускать возможность их существенных корректировок в сторону уменьшения.

## Список литературы

1. Соин Д.А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша, шельф) / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 59–65.
2. Давыдова Е.С. Проблемы изучения, оценки и освоения углеводородного потенциала ачимовской толщи (берриас-валанжин) Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / Е.С. Давыдова, И.Б. Извеков, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16). – С. 81–90.

3. Методические указания по количественной и геолого-экономической оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 214 с.
4. Соин Д.А. Геологические риски проведения геологоразведочных работ на нижние горизонты осадочного чехла в арктических районах Западной Сибири / Д.А. Соин // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: тезисы докладов III Междунар. науч.-практ. конф. WGRR-2013. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013.
5. Соин Д.А. Катагенетический контроль формирования и размещения залежей углеводородов в ачимовских отложениях северных районов Западной Сибири / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 62–69.
6. Предтеченская Е.А. Катагенетические критерии прогноза зон разуплотнения в ниже-среднеюрских отложениях Западно-Сибирского осадочного мегабассейна / Е.А. Предтеченская // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 3. – С. 35–43.
7. Еханин А.Е. Теоретические вопросы количественной оценки ресурсов нефти и газа ниже-среднеюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.Е. Еханин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 3. – С. 35–43.
8. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
9. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья: обзорн. инф. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с.