

## Аннотированный перечень статей

**Люгай Д.В. Концептуальные основы стратегии развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России и ПАО «Газпром» до 2050 г.** / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 4–15.

Планомерное развитие минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтедобычи регионов и стран мира, а также крупных вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний требует разработки и периодического уточнения стратегических программ развития на средне- и долгосрочную перспективу (до 2035, 2040 и 2050 г. включительно). То же относится и к газовой и нефтяной отраслям промышленности России, а также к национальным компаниям «Газпром», «Роснефть» и др. Необходимой первоосновой таких программ должна стать стратегия развития газовой/нефтяной отраслей промышленности. Разработка подобной стратегии невозможна без глубоко продуманной, всесторонней концепции развития как философски и профессионально осмысленного обоснования дальнейших действий, которые могут и должны привести к успеху.

Концепция развития МСБ газонефтедобычи России должна аргументировано отвечать на вопросы:

- каковы стартовые позиции России и ПАО «Газпром» в области нефти и газа и развития МСБ для обеспечения производства углеводородов (УВ) до 2040–2050 гг. в свете современных тенденций изменения мировой конъюнктуры в области разведки и добычи, маркетинга и взаимопоставок УВ?
- как должны изменяться текущие запасы УВ по периодам (до 2020, 2030, 2040, 2050 г.) и регионам (суша, шельф) с учетом необходимости обеспечения добычи УВ, создания стратегических резервов – запасов нефти и газа – в недрах хорошо изученных и подготовленных к разработке крупных/крупнейших месторождений?
- на какие регионы и геологические объекты должны быть нацелены поисково-разведочные работы с оценкой потребных объемов бурения и реально достигаемых/достижимых, необходимых и достаточных приростов разведанных запасов газа и нефти?

В статье в краткой форме изложена разработанная автором концепция развития МСБ газонефтедобычи России и ПАО «Газпром». Сделаны выводы о хорошей обеспеченности национальной газовой промышленности запасами и всеми видами ресурсов УВ, а также трудностях в обеспечении развития будущей нефтедобычи России.

**Соин Д.А. Особенности оценки потенциальных ресурсов углеводородов ачимовских и ниже-среднеюрских отложений северных районов Западной Сибири** / Д.А. Соин,

В.А. Скоробогатов, Е.Д. Ковалёва // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 16–22.

Ачимовские и ниже-среднеюрские отложения северных районов Западной Сибири рассматриваются как единственные реальные объекты для дальнейшего развития минерально-сырьевой базы газонефтедобычи и основные источники приростов запасов углеводородов (УВ) на суше Ямало-Ненецкого автономного округа.

Специфика геологического строения изучаемых отложений предопределяет сложность количественной оценки их ресурсного потенциала. Основные трудности при подсчете начальных потенциальных ресурсов УВ возникают: при выборе и обосновании использования эталонных участков, что обусловлено низкой разведанностью залежей на основных месторождениях; прогнозировании области распространения, промышленной продуктивности и обосновании объектов оценки в ачимовской толще; прогнозировании в ниже-среднеюрских отложениях зон с удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами и зон плотных коллекторов в разрезе. Изолированность ачимовских и ниже-среднеюрских коллекторских горизонтов расширяет ареал возможной продуктивности до окраинных районов бассейна включительно, а также зон моноклиналей и впадин, где возможна локализация неструктурных залежей УВ, однако поиск таких скоплений традиционно связан с высокими рисками.

Перечисленные трудности влекут за собой ряд допущений при количественной оценке ресурсов, что снижает достоверность оценок. В результате итоговые интегральные величины ресурсных оценок, как правило, являются существенно завышенными. Прогнозируется, что в ходе геологоразведочных работ они будут существенно корректироваться в сторону уменьшения.

В работе описывается опыт количественных оценок ресурсов рассматриваемых отложений, представлены авторские оценки величин начальных потенциальных ресурсов, которые существенно меньше официальных, особенно по нефтяной составляющей. Проведенные исследования позволят минимизировать риски и более обоснованно подходить к постановке геологоразведочных работ применительно к ачимовским и ниже-среднеюрским отложениям северных районов Западной Сибири.

**Кананыхина О.Г. Перспективы газонефте-ности арктических областей Обь-Енисейского междуречья** / О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалёва // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 23–33.

Несмотря на длительный период изучения геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) и освоения углеводородного потенциала ее недр (1953–2015 гг.), ряд районов в пределах ЗСМП исследован недостаточно. Прежде всего это относится к северо-востоку, а именно к арктической части Обь-Енисейского междуречья – Гыданской и Енисей-Хатангской областям. Наименее изучены центральные районы междуречья, а также нижние горизонты неокома и юры в целом.

В статье кратко проанализированы стратиграфия, литология, структурно-тектоническое строение верхних и средних горизонтов осадочного чехла в диапазоне от кайнозоя до средней юры (триас вскрыт только единичными скважинами). Отмечено увеличение песчаности всех литолого-стратиграфических комплексов в направлении с запада на восток, а также повсеместная высокая угленасыщенность разреза баррема – апта.

За все годы проведения поисково-разведочных работ в пределах междуречья пробурено 380 глубоких скважин на 43 площадях, открыто 27 месторождений углеводородов (УВ), в том числе одно, вероятно, чисто нефтяное – Пайяхское, пять – газоконденсатнонефтяных, остальные – газовые и газоконденсатные, из них 24 месторождения находятся в пределах междуречья. Общие открытые начальные запасы газа достигли 3 трлн м<sup>3</sup>, жидких УВ – менее 0,2 млрд т.

Согласно современным воззрениям северо-восток ЗСМП представляет собой область преимущественного газонакопления. Авторами совместно с В.А. Скоробогатовым проведена качественная оценка перспектив газонефтеносности всех арктических областей Западной Сибири от Приямальского шельфа до р. Енисей, а также рассчитаны потенциальные ресурсы УВ, величина которых составила 13,5 млрд т у.т. (свободного газа – около 90 %). Сделаны выводы о числе и крупности новых месторождений УВ, которые, возможно, будут открыты в арктической части Обь-Енисейского междуречья ЗСМП.

**Крючков В.Е. Перспективы увеличения разведанных запасов углеводородов Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения** / В.Е. Крючков, А.А. Пензин // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 34–39.

Чаюдинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) – базовое месторождение Якутского центра газодобычи. Месторождение в ближайшие годы должно стать основой ресурсной базы строящегося газопровода «Сила Сибири». Задача геологоразведочных работ в 2015–2017 гг. – доразведка открытых залежей углеводородов (УВ) в терригенных отложениях нижнего венда и подготовка их к промышленной эксплуатации.

Известно, что карбонатные породы, в том числе их плотные разновидности, обладают свойством флюидопроводности. Так, анализ геолого-геофизических материалов Чаюдинского НГКМ свидетельствует о том, что доломитовый пласт верхнебюкской подсытки верхнего венда, который в настоящее время принято считать покрывной залежи УВ ботуобинского горизонта, не является надежным флюидоупором. Кроме того, в двух скважинах северного блока в процессе испытания на приток в открытом стволе этого пласта получены промышленные притоки газа (около 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут). Пласт неоднороден по составу и представлен переслаивающимися пористыми и плотными разностями неоднородно заглинизированных доломитов с линзовидными прослоями аргиллитов. Возможно, песчаники ботуобинского горизонта и вышележащий доломитовый пласт на отдельных блоках месторождения представляют собой единый природный газонефтеносный резервуар. В связи с этим коллекторские свойства этого пласта требуют специального изучения.

К настоящему времени Чаюдинское НГКМ существенно недоразведано. Помимо продуктивных терригенных горизонтов нижнего венда (талахского, хамакинского, ботуобинского), возможно, перспективными здесь являются также карбонатные отложения верхнего венда и нижнего кембрия. По данным каротажа и результатам исследования керна, в разрезе верхнего венда и нижнего кембрия имеются перспективные, не испытанные на приток пористо-кавернозные пласты доломитов, перекрытые надежными флюидоупорами – пластами солей.

Таким образом, карбонатные породы верхнего венда и нижнего кембрия, а также промежуточные толщи рассеивания УВ должны стать объектом детального изучения как возможный резерв значительного увеличения запасов УВ Чаюдинского НГКМ.

**Ивченко О.В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклизы и сопредельные территории)** / О.В. Ивченко, Е.Е. Поляков, М.В. Ивченко // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 40–62.

В настоящее время район Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) является основной нефтегазоносной областью в Республике Саха (Якутия) и Иркутской области. Здесь ведется большой объем геологоразведочных работ, проводится 3D-сейсморазведка. В результате переинтерпретации профилей прошлых лет и интерпретации новых данных изменяется представление о структурно-тектоническом строении месторождений. Выявление особенностей влияния разрывной тектоники на нефтегазоносность позволит в дальней-

шем усовершенствовать методику проектирования разработки месторождений и определить оптимальные места заложения проектируемых добывающих скважин.

Тектонический фактор оказывает существенное влияние на генерацию и аккумуляцию углеводородов (УВ). Значительная часть месторождений УВ приурочена к разломным антиклинальным структурам различного порядка. Особое значение на исследуемой территории тектонический фактор приобретает вследствие весьма сложного строения осадочного чехла – присутствия линейной складчатости, обилия разрывных нарушений, насыщенности трапповыми интрузиями, развития карстовых процессов. Тектоническое развитие региона прямым образом влияло на характер локализации залежей УВ. Для определения их приуроченности к структурам особо важно изучать не современный, а древний структурный план.

В настоящей статье наибольшее внимание уделено дизъюнктивным нарушениям, которые в рассматриваемом регионе выполняют две основные функции – разграничения разных блоков одной залежи и экранирования потоков УВ на внешнем контуре залежи.

В центральных районах Сибирской платформы насыщение отложений магматическими породами в целом незначительно. Они составляют около 3 % объема платформенного чехла (это существенно меньше, чем в северо-западных районах Сибирской платформы) и представлены преимущественно пластовыми интрузивными телами (силами). Ограниченным площадным распространением пользуются секущие тела (дайки). Трапповые магматические образования залегают стратиграфически выше основных продуктивных горизонтов антеклизы (лишь усольский и частично верхнеданиловский резервуары участками находятся в зоне их влияния) в вендско-нижнекембрийских карбонатных и галогенно-карбонатных отложениях нижнеданиловского, среднеданиловского, верхнеданиловского, усольского, эльгянского, нижнетолбачанского, верхнетолбачанского, олекминского и чарского регоциклитов на более чем 30 стратиграфических уровнях, оказывая в целом незначительное воздействие на нефтегазоносность отложений. Структуры экзогенной природы развиты преимущественно в верхней части осадочного чехла НБА. Основными из них являются отложения, связанные с карстом.

**Жуков В.С. Влияние различных видов пористости на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов (на примере Чаюдинского месторождения) / В.С. Жуков, В.В. Моторыгин // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 63–67.**

Характер влияния межзерновой и трещинной пористости и их соотношения на фильтрационно-емкостные свойства горных пород необходимо учи-

тывать для достоверного подсчета запасов и подготовки проекта разработки месторождения углеводородов. Многие программы гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений предусматривают наличие данных о трещинной пористости в рамках двойной пористости.

Исследовались образцы песчаника вендского возраста Чаюдинского месторождения, имевшие в атмосферных условиях открытую пористость 3,2–18,3 %. Их трещинная пористость колеблется от 0 до 0,94 %, составляя в среднем 0,5 % в условиях, моделирующих пластовые. Средний уровень межзерновой пористости равен 10,6 % (диапазон изменений 2,0–17,3 %). Доля трещинной пористости в общей пористости составляет в среднем 5,81 %, достигая в отдельных случаях максимального значения 21 %.

Показано, что для данной коллекции образцов горных пород общая проницаемость по газу близка к проницаемости, обусловленной межзерновой пористостью. Но с ростом соотношения трещинной и общей пористости проницаемость по газу снижается. Это обусловлено тем, что соотношение трещинной и общей пористости растет с уменьшением общей пористости. Естественно, доля трещинной пористости увеличивается при малых величинах общей пористости.

Получена эмпирическая зависимость между проницаемостью по газу и общей удельной электропроводностью, которая позволяет вполне удовлетворительно оценить проницаемость по газу (достоверность аппроксимации  $R^2 = 0,83$ , коэффициент корреляции  $r = 0,69$ ).

Оценено влияние каждого из видов пористости на такие фильтрационно-емкостные свойства горных пород, как общая пористость и проницаемость по газу, а также удельная электропроводность, которые зачастую используются при подсчете запасов и подготовке проектов разработки месторождений.

**Подурушин В.Ф. Тектоника Отрадинского газоконденсатного месторождения (Южная Якутия) / В.Ф. Подурушин // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 68–74.**

Излагаются результаты структурно-тектонической интерпретации разрезов Отрадинского газоконденсатного месторождения, расположенного в южном форланде Сибирской платформы, по двум сейсмопрофилям МОВ ОГТ (метод отраженных волн в модификации общей глубинной точки). Методика выполнения работы предполагала прослеживание отражающих горизонтов, выделение разрывных нарушений и последующий структурно-парагенетический анализ. В результате уточнена структура Отрадинского месторождения, выявлены новые потенциально газоносные объекты.

В пределах месторождения структура фундамента определяется прямолинейными наклонными разрывными нарушениями. На юго-востоке участка

намечена грабенообразная структура, в которую погружается кровля фундамента с наращиванием разреза предположительно рифейскими отложениями. Над одним из граничных разломов этого грабена расположена инверсионная антиклинальная складка, которая может быть ловушкой газа.

Структура осадочного чехла определяется крупным надвигом. На площади месторождения надвиг поднимается из верхнего венда в соли нижнего кембрия. На участке подъема структура надвига осложнена серией чешуй и дуплексов. Слои нижней части автохтона под давлением надвига слабо изогнуты в пологую антиклиналь, вмещающую газоконденсатную залежь. Коллекторами являются кавернозно-трещиноватые хрупкие доломиты. Верхняя часть автохтона испытала сильное латеральное давление аллохтонных пластин. Вблизи детачмента слои автохтона подверглись интенсивной складчатости, сокращению длины и нагнетанию материала.

Переходя из фундамента в автохтонную часть чехла, субвертикальный центральный разлом распадается на 3 ветви, образующие в разрезе кулису. Между двумя ветвями этой кулисы расположен приподнятый блок, формирующий потенциальную ловушку газа.

В аллохтоне выделены 2 пластины. Верхняя пластина является основной, нижняя развита ограничено над грабенообразным прогибом фундамента. В аллохтоне интенсивно развиты дуплексы и надразломные антиклинали, но потенциал их газонности невелик из-за большого количества разрывных нарушений, дренирующих продуктивные пласты.

**Данилов В.Н. Перспективы восполнения сырьевой базы Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения** / В.Н. Данилов // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 75–82.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), несмотря на свою высокую выработанность, до настоящего времени является основным центром газодобычи Республики Коми. Однако технологическое функционирование газового промысла и сопряженной с ним группы небольших по запасам месторождений, а также Сосногорского газоперерабатывающего завода требует поддержания сырьевой базы и соответственно уровней добычи.

Источником поддержания сырьевой базы могут, в частности, служить отложения среднего девона, являющиеся одним из комплексодоминантов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. На территории Верхнепечорской впадины они имеют маломощное развитие и низкие коллекторские свойства. Основные толщи терригенного девона накапливались в грабенах Печоро-Колвинского авлакогена, в том числе и в пределах Печоро-Кожвинского мегавала, юго-восточная

оконечность которого погружается к востоку от Вуктыльского НГКМ в зону передовых складок Урала. В пределах мегавала к настоящему времени открыто много месторождений углеводородного сырья. Основные коллекторские толщи приурочены к отложениям живетского яруса среднего девона и к яранскому горизонту нижефранского подъяруса. Здесь присутствуют песчаные пласты значительной толщины и с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.

Косвенным доказательством этого являются результаты поисково-разведочных работ, проведенных к востоку от Вуктыльской площади, где из терригенных отложений среднего девона в 1970-е гг. были получены притоки газа дебитами до 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В случае проведения поисково-оценочных работ можно надеяться на открытие газовых месторождений, что позволит восполнить сырьевую базу Вуктыльского НГКМ.

**Акимов В.В. Газо- и нефтеперспективные литологостратиграфические комплексы Коротайхинской впадины** / В.В. Акимов // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 83–86.

Фундаментальное значение для развития нефтяной и газовой отраслей промышленности любой страны имеет наличие достаточной минерально-сырьевой базы в виде текущих запасов и неоткрытых ресурсов. Коротайхинская впадина Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции является перспективной для поисков нефти и газа территорией, но недостаточно изученной.

В пределах впадины пробурено 6 параметрических, 2 поисковые и 20 структурных и углепоскоковых скважин (ВК-1–5, 11, 12, 14–16 и др.). По результатам бурения скважин получены непромышленные притоки нефти и газа, а также сведения о скоростных характеристиках отложений, однако однозначно оценить перспективы нефтегазоносности района не получилось.

В работе приводятся описания пяти возможных нефтегазаносных комплексов, встречающихся на территории Коротайхинского нефтегазоносного района и выделенных по аналогии с прилегающими с юга Косью-Роговской впадиной и с запада Варандей-Адзвинской структурной зоной. Два из них схожи по типу возможных пород-коллекторов, перспективы нефтегазоносности которых связаны с выделением зон распространения рифовых построек. В связи с особенностью строения приведены варианты экранирования этих отложений. Остальные нефтегазоносные комплексы относятся к двум резко различным структурным этажам с разными породами-коллекторами и характерными только для данных нефтегазоносных комплексов свойствами флюидоупоров.

Выделен ряд направлений, на которые стоит обратить внимание при проведении геологических

изысканий с целью подтверждения наличия залежей углеводородов в уже выявленных структурах, а также для выявления новых скоплений углеводородов.

**Афанасенков А.П. Сланцевая нефть России: от мифов к реальности / А.П. Афанасенков, В.И. Пырьев, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 87–101.**

Так называемая «сланцевая революция», продолжающаяся в Северной Америке, постепенно охватывает все большее число стран мира, имевших первоначально небольшие ресурсы/запасы традиционных нефти и газа или значительно исчерпавших углеводородный потенциал своих недр. Теоретические исследования, технологические эксперименты, расчеты и оценки углеводородных ресурсов и даже возможных промышленных извлекаемых запасов нефти и газа в сланцевых (глинисто-кремнисто-терригенных) формациях проводятся после 2010 г. в странах Западной Европы, Китае, Индии, Алжире, Аргентине и др.

Настоящий бум публикаций, скорее псевдо- или околонучных, чем научно-аналитических, начиная с 2011–2012 гг. наблюдается и в российских СМИ. Создается впечатление, что каждый мало-мальски разбирающийся в нефти и газе эксперт считает своим долгом опубликовать собственные взгляды (чаще всего на компилятивно-дилетантском уровне) по сложнейшей и во многом еще малопонятной даже для профессионалов проблеме формирования и промышленного освоения нефте- и газосланцевых полей в мире и России. Дело доходит до «ресурсных курьезов», когда проводятся оценки ресурсов сланцевых углеводородов таких регионов, как Западная Сибирь, Волго-Уральский бассейн, Предкавказье и др.

Авторы настоящей работы занимаются проблемой сланцевых углеводородов, в т.ч. сланцевой нефти, не одно десятилетие. В статье рассматриваются конкретные фактические и научно-аналитические материалы по нефтеносности баженовской свиты (титон-волжский ярус) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) и кратко по доманиковой формации (франтурне) Волго-Уральской НГП, накопленные за 40 лет (с 1976-го по 2015 г. включительно) изучения и опытно-экспериментального освоения нефтяного потенциала классических битумогенерирующих – нефтематеринских – толщ осадочных бассейнов Северной Евразии, а именно, «нефтебитумов», объемно-рассеянных во вмещающих породах сложного литологического состава. Приводятся данные о современном содержании (от 6–7 до 17–20 % и более) и распределении по площади сапропелевого органического вещества; уровне его катагенеза, определенного по угольным включениям из кровельных горизонтов тюменской свиты (бат), залегающих ниже баженовской свиты всего на 10–30 м; термоба-

рических условиях; физико-химических свойствах нефтей и газов. Данные представляют собой результаты измерений проб, полученных при испытаниях и опробованиях баженовского горизонта Ю<sub>0</sub>, представленного трещинно-поровыми коллекторами.

Подробно проанализированы условия онтогенеза и массы генерации нефти в породах баженовской свиты и доманика. В заключение приведены авторские оценки извлекаемых ресурсов сланцевой нефти Западно-Сибирской и Волго-Уральской НГП, а также России в целом.

**Крылов Н.А. Направления дальнейших поисков залежей углеводородов в Устюртском регионе Республики Узбекистан / Н.А. Крылов, Ю.И. Заболотная, А.А. Гризлик // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 102–111.**

В 2006–2014 гг. ПАО «Газпром» был выполнен большой объем полевых геофизических работ, поискового и разведочного бурения и тематических исследований в пределах Восточного Устюрта. Анализ результатов позволил по-новому оценить перспективы возможных направлений дальнейших геологоразведочных работ (ГРП) в пределах узбекской части Устюрта.

Прямым положительным итогом поисков является открытие газового месторождения Джел на Шахпахтинской ступени с залежами в нижней, средней и верхней юре. К направлениям с не подтвердившимися в результате работ 2006–2014 гг. перспективами относятся, прежде всего, юрские отложения Кульбайско-Аторбайской депрессии и ее бортов.

Полученные данные показывают, что наибольшими перспективами на территории Восточного Устюрта обладает его южная часть в пределах Ассакеауданского прогиба и Шахпахтинской ступени. В фонде структур Шахпахтинской ступени наличествуют 2 неразбуренные структуры – Северный Карааудан и Эргазы. В фонде неразбуренных структур в прогибе имеются 7 площадей, в том числе 1 подготовленная – Эргазы Приразломная.

Наличие несводовых ловушек разного типа в юрских отложениях Восточного Устюрта доказано сейсморазведочными работами. Эти ловушки представляют самостоятельное перспективное направление работ.

Авторы различают два направления работ, связанных с доюрскими породами, требующие различных методических подходов: 1) эрозионно-тектонические выступы палеозоя; 2) ловушки внутри палеозойского комплекса. Промышленные притоки углеводородов из палеозоя в пределах Восточного Устюрта получены на месторождениях Кокчалак и Карачалак.

Первоочередными объектами поисков в регионе являются юрские отложения на структурах Эргазы и Эргазы Приразломная. ГРП, связанные с выступами палеозоя, могут выполняться попутно с поис-

ками сводовых залежей в юре. Несводовые ловушки в юре и ловушки внутри палеозоя требуют дополнительных геофизических работ.

**Заболотная Ю.И. Первоочередные направления геологоразведочных работ на территории Кыргызской Республики / Ю.И. Заболотная, А.Я. Гризик, М.В. Губренко, А.В. Ворожбицкий, Р.Ф. Садрtdинов // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 112–118.**

ПАО «Газпром» реализует проекты по поиску и освоению углеводородного сырья не только на территории, но и за пределами России. В Кыргызской Республике перед компанией стоит задача модернизации и комплексного развития нефтегазодобывающей отрасли, снижения импорта газа и нефтепродуктов, поставляемых из соседнего Узбекистана, за счет имеющейся в Кыргызстане ресурсной базы, вовлечения неразработываемых месторождений и залежей в разработку, а также открытия новых месторождений углеводородов (УВ).

На территории Кыргызской Республики все открытые месторождения нефти и газа расположены в Ферганской нефтегазоносной области, на территории Джалал-Абадской и Баткенской областей. За всю историю развития здесь изучено бурением более 90 площадей. На 19 площадях открыты месторождения. ПАО «Газпром» владеет двумя лицензиями на право пользования недрами с целью геологического изучения наличия нефти и газа в пределах площади Кугарт и участка Восточный Майлису-IV (структура Шаркаратма на Майлисуйском выступе, север Ферганской впадины).

Все открытые месторождения нефти и газа Кыргызской Республики по начальным извлекаемым запасам УВ, кроме Майлису-IV–Восточный Избаскент, относятся к категории мелких. Залежи нефти сконцентрированы в основном в палеогеновых отложениях, газ по большей части аккумулирован в меловых.

Рассматривая первоочередные направления поисков углеводородов в Кыргызстане, необходимо учитывать, что углеводородный потенциал недр здесь невысок, а площадь перспективных земель сужена. Прироста новых запасов можно ожидать от районов с доказанной нефтегазоносностью, где существует вероятность открытия мелких и сложно построенных месторождений. К этой категории относится структура Шаркаратма.

Кроме того, интерес представляют поиски в новых районах Ферганской впадины, где открытых месторождений пока нет. В число таких районов входит, прежде всего, Кугартский прогиб, выполненный мощной толщей мезозойских отложений, газонасыщенность которых в Ферганской впадине уже доказана. Кугартский прогиб субмеридионального простирания на востоке Ферганы представляет собой новое перспективное направление

работ. Здесь в мезозойских отложениях выявлен целый ряд антиклиналей, но единичные скважины дали только косвенное подтверждение перспектив нефтегазоносности этой территории.

В ближайшее время на обоих лицензионных блоках ПАО «Газпром» – Восточный Майлису-IV и Кугарт – должны начаться геологоразведочные работы. Здесь предполагается открыть несколько небольших по запасам месторождений нефти и газа в мезозойских отложениях.

**Силантьев Ю.Б. Углеводородные системы осадочных бассейнов Латинской Америки / Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 119–124.**

Статья посвящена особенностям нефтегазоносности осадочных бассейнов Латинской Америки. Изучение данного вопроса обусловлено в первую очередь задачей формирования портфеля инвестиционных проектов в области освоения нефтегазовых ресурсов и должно способствовать повышению эффективности реализации этих проектов.

В настоящее время на Южноамериканском континенте выявлено 23 промышленно нефтегазоносных бассейна, значительная часть которых приурочена к шельфовой зоне. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносных бассейнов Латинской Америки определяют разнообразие углеводородных систем, в том числе неоднородность их генерационно-аккумуляционно-консервационного потенциалов. Это затрудняет проведение ресурсно-оценочных исследований, в результате чего оценки ресурсов нефти, газа и конденсата приобретают вероятностный характер. Степень освоения нефтегазового потенциала региона сравнительно высока.

Анализ современного состояния минерально-сырьевой базы и добычи углеводородного сырья в Латинской Америке выявил наиболее значимые нефтегазоносные бассейны, представляющие интерес для возможных инвестиций.

**Соловьёв Н.Н. Основные закономерности размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа / Н.Н. Соловьёв, Л.С. Салина, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 125–133.**

Среди 33 тысяч выявленных в мире месторождений углеводородов лишь немногим более 400 содержат сероводородсодержащий газ. На большинстве из них концентрация сероводорода варьируется от долей до 1–2 % об., гораздо реже – до 5–10 % об. и в исключительных случаях – до 25 % об. Подавляющее большинство залежей сероводородсодержащего газа генетически связано с карбонатно-эвапоритовыми комплексами осадочных бассейнов.

Генерация сероводорода происходит на разных глубинах и в результате разнообразных процессов. Однако содержание  $H_2S$  в природном газе залежей в значительной степени определяется постгенерационными условиями его нахождения. Трудности прогнозирования распространения сероводородсодержащих газов обусловлены высокой химической активностью сероводорода и растворимостью в пластовых флюидах, что значительно ограничивает круг геолого-геохимических условий, обеспечивающих его образование, сохранность и накопление в промышленных масштабах.

Каракумский нефтегазоносный бассейн (НГБ) является наиболее интересным объектом для изучения условий формирования месторождений сероводородсодержащего газа. На примере месторождений Амударьинской синеклизы Куракумского НГБ, где выявлено более 100 месторождений сероводородсодержащего газа с концентрацией сероводорода, изменяющейся от долей до 5–6 % об., установлены закономерности размещения и условия формирования таких месторождений.

Установлено, что зональность в распределении скоплений газа с разной концентрацией сероводорода в Амударьинской синеклизе обусловлена сочетанием двух главных факторов: 1) потерь сероводорода при взаимодействии с минеральной частью коллекторов и пластовыми флюидами в процессе миграции и аккумуляции; 2) разбавления сероводородсодержащего газа бессернистым при смешении газов разных стратиграфических толщ.

Анализ особенностей размещения и формирования залежей сероводородсодержащего газа позволяет сделать следующие выводы:

1) практически все залежи сероводородсодержащего газа выявлены в галогенно-карбонатных образованиях коллизионно-платформенных и (или) рифтогенных бассейнов с мощным осадочным выполнением;

2) формирование месторождений (залежей) высокосернистого газа становится более вероятным, если масштабы генерации сероводорода многократно превышают объем его миграционно-аккумуляционных потерь;

3) высокая изменчивость концентрации сероводорода в значительной степени обеспечивается конкуренцией генетических и деструктивных факторов.

**Ившина Е.В. Методологические основы алгоритмизации оценки геолого-технологических рисков** / Е.В. Ившина, Ю.Б. Силантьев // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 134–139.

Процессы освоения разномасштабных нефтегазовых объектов сопровождаются рисками, в том числе геолого-технологическими, экономическими и экологическими, связанными с особенностями освоения подобных объектов. В предлагаемой

статье рассмотрены методологические основы алгоритмизации управления рисками.

Очевидно, что в процессе «жизненного» цикла объекта структура геологических и технологических рисков существенно меняется. Риски уменьшаются к этапу опытно-промышленной эксплуатации и увеличиваются на поздних стадиях освоения нефтегазового объекта. Это указывает на необходимость формирования систем мониторинга риска. Риск-анализ и мониторинг освоения объектов должны иметь единую основу. На практике применяются 3 методики расчета геолого-технологических и других рисков.

Рассмотрен алгоритм вероятностного моделирования (на основе нормальных распределений) динамики распределения запасов открываемых скоплений с учетом постепенного повышения технологичности осваиваемых объектов. Очевидно, что в начале жизненного цикла освоения нефтегазональной территории портфель перспективных объектов состоит из более простых объектов, которые в последующем сменяются более сложными (залежи глубоких горизонтов, малые месторождения и тому подобное).

В практике геологоразведочных работ встречается несколько типов распределения целевых показателей, группируемых по трем уровням приближения. Данные параметры формируют риск-матрицу, которую целесообразно анализировать в три этапа, используя каждый раз самостоятельный алгоритм. Схема является базовой для формирования последовательности риск-анализа, характеризующейся наличием нескольких этапов, направленных на решение задач, в первую очередь связанных с повышением эффективности принимаемых управленческих решений.

**Санатулов Р.С. Повышение эффективности капитального ремонта эксплуатационных скважин на основе уточнения геологической модели сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения** / Р.С. Санатулов, С.А. Иванов, С.А. Левченко, А.В. Ахияров, К.М. Семёнова // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 140–147.

Эксплуатация месторождений углеводородов невозможна без геолого-геофизического и промыслово-информационного сопровождения, базирующегося на современных компьютерных технологиях хранения, накопления, анализа и визуализации данных. Основополагающими из них являются базы данных (БД) и постоянно действующие геолого-технологические модели.

Разработанный специалистами ООО «Газпром георесурс» специализированный программный комплекс «Геомод» (СПК «Геомод») используется для контроля разработки Ямбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ) с 2005 г. На основе СПК «Геомод» интерпретируются данные ГИС, создаются и поддерживаются БД, выполняются еже-

квартальные построения трехмерной детальной литолого-параметрической и четырехмерной флюидальной моделей, что позволяет оперативно анализировать изменения положения текущего газодояного контакта и контролировать капитальный ремонт скважин (КРС).

На стадии падающей добычи в большинстве случаев КРС – единственное средство продления периода работы скважины. Основанием для постановки КРС служат снижение пластового давления, обводнение, вынос воды и песка, а также снижение дебитных показателей. Успешность проведения КРС зависит от множества факторов, некоторые из которых являются определяющими. Часто эффективность КРС зависит от квалифицированного обоснования технологии его проведения. В статье на основе результатов геологического моделирования в СПК «Геомод» данных по 43 скважинам, расположенным на разных участках сеноманской газовой залежи Ямбургского ГКМ, рассмотрены некоторые аспекты проведения КРС.

Сеноманская залежь введена в эксплуатацию в 1986 г. Продуктивная толща представлена переслаиванием глинистых, глинисто-алевролитовых, алевролитовых и песчаных пород. Фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов сеномана изменяются в широком диапазоне: пористость – от 23 до 32 %, проницаемость – от долей миллиарда до 1500 мД. Параметр проницаемости является приоритетным.

Немаловажный фактор при планировании КРС – экономическая рентабельность работ. В связи с этим предварительно оценивается экономическая целесообразность КРС. Правильно обоснованные цели и задачи КРС, оптимальный выбор объектов КРС – залог стабильной газодобычи на месторождении.

**Черников А.Г. 3D-моделирование петрофизических свойств сложнопостроенных объектов подземного хранилища газа на основе алгоритма нечетких марковских последовательностей / А.Г. Черников, М.Б. Матушкин, А.Ю. Дегтерёв // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 148–157.**

Необходимым условием получения корректных геолого-экономических оценок и построения корректной гидродинамической модели является построение корректной геологической модели. Традиционно геологическое моделирование выполняется на базе трехмерной сетки с помощью геометрической либо статистической интерполяции свойств в областях с отсутствующими исходными данными. Большинство методов, предлагаемых в популярных коммерческих продуктах, реализуют именно такой подход, при этом альтернативные подходы крупными коммерческими компаниями не разрабатываются. В то же время, применение данной методики, несмотря на доступность и повсеместную распространенность, имеет ряд ограничений.

В связи с этим представляется актуальным более широкое освещение возможностей альтернативных способов так называемого «нечеткого моделирования», основанных на методах непараметрической статистики, вычислительной геометрии, распознавания образов и т.п. Одним из таких способов является нечеткое марковско-байесовское моделирование, успешно применяющееся в нашей стране с 1980-х гг. для решения задач угольной и нефтегазовой промышленности, работ в области региональной и инженерной геологии, а в последние годы показавшее свою эффективность и при решении ряда задач моделирования подземных хранилищ газа (ПХГ). Специфика метода позволяет использовать его для решения задач в многомерном пространстве, в частности – для создания трехмерных геологических моделей. Метод позволяет в сжатые сроки и без привлечения традиционных коммерческих пакетов геологического моделирования получить геологическую модель, обладающую некоторыми недостижимыми методами традиционной интерполяции качествами, что может повысить точность экспертизы геологических моделей и экспресс-моделирования объектов ПХГ, в том числе обладающих сложным геологическим строением. Статья рассматривает методические аспекты построения подобных моделей, а также примеры практического использования получаемых результатов.

**Дегтерёв А.Ю. Актуальные проблемы геологического моделирования подземных хранилищ газа в водоносных пластах / А.Ю. Дегтерёв, В.Е. Кан // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 158–171.**

В настоящее время математическое моделирование нашло широкое применение в самых различных областях знания, в том числе и в геологии. Цифровые геологические модели, создаваемые с помощью ресурсов вычислительных машин, стали одним из традиционных инструментов решения различных геолого-технологических задач. Широко применяется геологическое моделирование и для решения задач подземного хранения газа. Благодаря сходству задачи моделирования подземных хранилищ газа (ПХГ) с задачей моделирования газовых месторождений первоначально в обоих случаях использовались одни и те же программные средства и подходы. Впоследствии, с накоплением опыта моделирования различных объектов ПХГ, стала все четче проявляться специфика ПХГ, потребовавшая адаптации применяемых методик и программных средств. В статье рассмотрены специфические черты геологического моделирования ПХГ, характерные проблемы и пути их решения. Поднимаются вопросы применимости традиционных средств геологического моделирования при решении задач геологического моделирования ПХГ. Приведены методики, позволяющие наиболее полно эксплуатировать силь-



ные качества традиционных программных средств, обходя при этом их ограничения. Показаны перспективные подходы с использованием специализированных средств и многообещающие направления развития геологического моделирования ПХГ.

**Фи Мань Тунг. Оценка перспектив нефтегазоносности Южно-Коншонского бассейна на основе геохимического моделирования / Фи Мань Тунг, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 172–175.**

Социалистическая Республика Вьетнам (СРВ) является единственной страной в Юго-Восточной Азии, где практически вся промышленная нефтегазоносность сосредоточена на шельфе Южно-Китайского (Восточного) моря. Здесь выделяется ряд осадочных бассейнов – депоцентров кайнозойского осадконакопления, разделенных тектоническими седловинами с малой мощностью осадочного чехла. Один из них – Южно-Коншонский бассейн (ЮКБ).

В СРВ открыто 70 месторождений углеводородов (УВ) различной величины и фазового состояния, начальные запасы которых превышают 1,5 млрд т у.т. (извлекаемые). Нефтегазоносность бассейнов Южного Вьетнама связана с трещиноватыми гранитами и песчано-алевролитовыми горизонтами, иногда – с карбонатами, от низов олигоцен до верхнего миоцена включительно.

В бассейне ЮКБ открыто и разведано 22 нефтяных и газовых месторождения. Крупнейшее газовое месторождение имеет геологические запасы 85 млрд м<sup>3</sup>. В настоящее время ЮКБ рассматривается в качестве основного объекта геологоразведочных работ, а его ресурсный УВ-потенциал – в качестве резерва добычи нефти в основном нефтедобывающем регионе СРВ.

На данный момент бассейн находится в начале зрелого этапа исследования и освоения ресурсов. Для изучения процессов генерации и миграции УВ и оценки перспектив нефтегазоносности территории северо-восточного участка ЮКБ и блока 04-1 с помощью программного обеспечения PetroMod 2D

была составлена геохимическая модель, являющаяся частью модели нефтегазоносной системы, построенной фирмой Шлюмберже.

Согласно результатам геохимического моделирования значительная часть объема материнских пород нижнего миоцена находится в зонах генерации разных УВ – от нефти до сухого газа. В целом осадочный чехол шельфовых бассейнов Южного Вьетнама наиболее перспективен для открытия газосодержащих скоплений. Однако в нижних горизонтах и в трещиноватом фундаменте (гранитные массивы) предполагаются открытия нефтегазоконденсатных и нефтяных скоплений, в том числе достаточно крупных.

**Данилов В.Н. Характеристика рассеянного органического вещества пород южной части Печоро-Кожвинского мегавала / В.Н. Данилов, И.Р. Макарова, Ю.В. Кочкина // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 176–189.**

В статье анализируется рассеянное органическое вещество (ОВ) пород южной части Печоро-Кожвинского мегавала. В отложениях среднедевонско-франского нефтегазоносного комплекса выделены 2 очага нефтегазообразования, отличающиеся типом исходного ОВ: Югдский с преобладанием ОВ сапропелевого типа и Печорогородский, содержащий смешанное гумусово-сапропелевое и преимущественно гумусовое ОВ. По микрокомпонентному составу и характеру преобразованности выделяют 3 подтипа сапропелевого ОВ, обладающие разными пиролитическими характеристиками. Подтипы сапропелевого ОВ, относящегося ко II типу керогена, на диаграмме в координатах водородного и кислородного индексов сближаются по значениям пиролитических показателей с характеристиками керогена I и III типов. Показано, что разница в составе пластовых углеводородных флюидов выделенных очагов генерации связана с исходными различиями в составе ОВ и характере его преобразованности, обусловленном влиянием катагенных и гидротермальных процессов.