



**Научно-технический сборник
ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ
Выпуск № 3 (19) / 2014**

**Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих
районов России до 2030 г.**

Салина Л.С. Владлен Иванович Ермаков – выдающийся геолог газовой промышленности России / Л.С. Салина, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьёв // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 5–7.

Статья посвящена известному ученому, геологу, доктору геолого-минералогических наук, профессору Владлену Ивановичу Ермакову (1924–1998 гг.), проработавшему во ВНИИГАЗе 37 лет и с 1973 по 1988 годы возглавлявшему геологическое направление института.

Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.

Огромное значение уникальной Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции для развития газовой отрасли и минерально-сырьевой базы (МСБ) России общепризнанно. Ее открытие состоялось более 60 лет назад. Почти четверть открытых месторождений нефти и газа России находится в Западной Сибири. Особое место в обеспечении высокого уровня газодобычи страны на протяжении не одного десятилетия занимают уникальные газовые месторождения – Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное, Бованенковское, Харасавэйское и др.

Подведены промежуточные итоги геологического изучения и освоения ресурсов Западной Сибири, осмысления ее роли в развитии МСБ газовой отрасли страны и ОАО «Газпром». Отражены результаты, полученные автором на основании многолетнего изучения геологического строения и нефтегазоносности уникального Западно-Сибирского осадочного мегабассейна и одноименной мегапровинции. Детально исследована нефтегазовая геостатистика открытых месторождений углеводородов (905), в том числе крупнейших и гигантских (более 300 млрд м³ и 1 трлн м³). Проанализированы закономерности и особенности размещения месторождений углеводородов в породах сеномана, нижнего мела и юры. Проведена оценка реальных начальных потенциальных и прогнозных ресурсов газа и нефти. Общий углеводородный потенциал мегапровинции оценен в 240–250 млрд т у.т. (геол.), а общее число месторождений – 4300–5000.

Промышленное освоение громадного углеводородного потенциала недр арктических областей Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции является транснациональной задачей и требует объединения финансовых возможностей, использования новейших технических средств и инновационных технологий целого ряда крупнейших отечественных и транснациональных компаний-операторов.

Полный цикл масштабного изучения и освоения углеводородного потенциала традиционных ресурсов углеводородов Западно-Сибирской мегапровинции составит не менее 100 лет, а вместе с нетрадиционными ресурсами – до полутора столетий.

Ключевые слова: газ, нефть, нефтегазоносность, месторождение, Западная Сибирь, мегапровинция, освоение, итоги, перспективы.

Медведев А.Г. Поисково-разведочные работы ОАО «Газпром» в России в 2013 году: итоги, проблемы, перспективы дальнейших работ / А.Г. Медведев, С.Н. Сивков, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 27–32.

В 2013 г. компаниями-операторами было суммарно добыто в России 523,1 млн т нефти и конденсата, 668 млрд м³ газа. Прирост новых запасов категории В + С₁ составил: нефти и конденсата – 668 млн т; газа – 1093 млрд м³. Стратегической задачей ОАО «Газпром» в отношении развития ресурсной базы являются сохранение паритета между приростом запасов и текущей добычей, обеспечение расширенного воспроизводства запасов углеводородов (УВ) в дальнейшем. В настоящее время запасы газа Общества составляют 35,7 млрд м³. Одним из основных документов, определяющих стратегию Общества, является Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2035 года. Ее цель – обеспечение бескризисного развития компании (прирост разведанных запасов УВ-сырья в 2011–2035 гг. за счет геологоразведочных работ (ГРП) в объеме 20 млрд т у.т.).

В статье проведен мониторинг состояния и развития ГРП и минерально-сырьевой базы Общества. В связи с чем дана оценка основных регионов постановки ГРП и добычи газа на долгосрочную перспективу (Надым-Пур-Тазовский регион, п-ова Ямал и Гыдан, акватории северных морей России и Охотское море),

а также до 2020 г. (Восточная Сибирь и Дальний Восток, где прогнозируется освоение шельфовых месторождений о. Сахалин, на суше – месторождений Республики Саха (Якутия) и Иркутской обл. и Красноярского края). Авторы полагают, что при наличии платежеспособного спроса российских потребителей и благоприятных условий на внешних рынках к 2035 г. ежегодная добыча природного газа ОАО «Газпром» может достигнуть 765 млрд м³.

Ключевые слова: *минерально-сырьевая база, поисково-разведочные работы, запасы углеводородов, геолого-разведочные работы, лицензионный участок.*

Скоробогатов В.А. Сравнительная нефтегазовая геостатистика Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций / В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 33–43.

Среди осадочных мегабассейнов мирового значения особое место занимают Западно-Сибирский, расположенный на суше и частично в пределах Карского моря, и Восточно-Сибирский, который полностью расположен на суше. К этим осадочным мегабассейнам приурочены крупные по размерам и величине углеводородного потенциала нефтегазоносные мегапровинции.

Именно освоение углеводородного потенциала Западной Сибири позволило России в короткий срок занять лидирующую позицию в мире по добыче и запасам природного газа, а по добыче нефти разделить это первенство с Саудовской Аравией. Однако по запасам обычной нефти РФ находится на четвертом месте, уступая Саудовской Аравии, Ирану и Ираку.

Метод анализа и сопоставления особенностей строения Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской мегапровинций, закономерностей и геостатистических данных распределения в них нефтегазоносности является инструментом более глубокого их изучения.

В статье рассмотрены результаты изучения геологического строения и нефтегазоносности осадочного чехла Западно-Сибирской молодой эпигерцинской плиты и древней Сибирской платформы. Приведены сравнительные характеристики важнейших геологических параметров двух крупнейших осадочных мегабассейнов и одноименных нефтегазоносных мегапровинций. Показаны коренные отличия в характере нефтегазоносности, в том числе в современных запасах открытых и разведанных месторождений углеводородов. По всем параметрам нефтегазоносности Западно-Сибирская мегапровинция превосходит Восточно-Сибирскую в 8–15 раз. Сделан вывод об уникальных по величине потенциальных ресурсах двух анализируемых мегапровинций.

Ключевые слова: *нефтегазоносность, Западная Сибирь, Восточная Сибирь, осадочный бассейн, мегабассейн, осадочный чехол, нефтегазовая геостатистика.*

Кананыхина О.Г. Геолого-экономическое обоснование выбора первоочередных объектов для лицензирования / О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалева, Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 44–48.

Статья посвящена проблеме геолого-экономического обоснования выбора перспективных объектов поиска при моделировании принятия инвестиционных решений, решение которой имеет важное значение при формировании портфеля инвестиционных проектов, связанных с освоением нефтегазовых ресурсов, и способствует повышению эффективности реализации этих проектов на ранних стадиях их «жизненного цикла» в рамках повышения обоснования методов выбора приоритетных объектов.

В настоящее время эта проблема решается в ряде современных направлений: управление ресурсами, риск-мониторинг и др. Предложены вероятностный вариант и методы экспресс-оценки локализованных ресурсов и рентабельности освоения перспективных объектов, в том числе на основе проспекта-анализа. Экспресс-методы базируются на моделировании оценок номограмм, основанных на вероятностном развитии поискового процесса.

Составленная с учетом геолого-ресурсных параметров матрица приоритетности перспективных объектов Гыданской нефтегазоносной области (НГО) указывает на наличие рентабельных субэкономических объектов. Дифференциация этой матрицы позволяет провести кластер-анализ в том числе и для решения задач геолого-экономического ранжирования. Авторами представлены результаты геолого-экономической кластеризации Гыданской НГО, позволяющие определить приоритетные объекты для проведения геологоразведочных работ (ГРР) на основе их геолого-экономической оценки.

Предлагаемые методы геолого-экономического ранжирования перспективных территорий являются базой для регионально-зональной стратегии проведения ГРР.

Ключевые слова: *углеводороды, запасы, экономика, объекты, лицензирование, рентабельность, оценка рентабельности.*

Силантьев Ю.Б. Особенности геологического строения и нефтегазоносности северо-западной части каспийского моря / Ю.Б. Силантьев // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 49–55.

Северо-Западный сектор Каспийского моря находится в зоне с доказанной нефтегазоносностью (Прикаспийской впадины «Северного блока» НК «Лукойл»). Однако проведенный комплексный анализ геолого-геофизической информации указывает на невысокие перспективы нефтегазоносности северо-западного сектора

Каспийского моря. Сравнительно низкая геолого-геофизическая изученность рассматриваемой части ограничивает достоверность моделирования особенностей строения и оценки нефтегазоносности.

Это указывает на необходимость проведения углубленного анализа сформированного банка данных с целью извлечения не востребованной ранее информации. Комплексный анализ имеющейся геолого-геофизической информации позволил выявить новые особенности строения, в том числе наиболее мощного автохтонного комплекса пород в районе Каракульско-Смушковой зоны дислокаций. В настоящее время основные перспективы связаны с мезозойским аллохтонным комплексом северного Каспия. В пределах этого комплекса прогнозируется многообразие типов ловушек углеводородов. Проведенное 2D моделирование полей катагенеза указывает на наличие двух этапов генерации УВ в тафрогенном комплексе и одного в плитном.

Низкая изученность автохтонного комплекса Каракульско-Смушковой зоны позволяет оценить ее нефтегазовый потенциал. Имеющиеся результаты бурения в пределах этой зоны выявили высокую степень катагенеза погребенной органики и преобладание агрессивных компонентов газа, что обуславливает высокие геоэкономические риски. Отсутствие развития флюидоупоров ограничивает УВ-аккумуляционный потенциал рассматриваемой части Каспийского моря. Ожидается открытие лишь малых месторождений газа. Освоение этих месторождений характеризуется высокими экологическими рисками.

Ключевые слова: *Каспийское море, геофизические поля, малые месторождения газа, катагенез ОВ, риски.*

Соборнов К.О. Возможности наращивания ресурсной базы газодобычи в складчатых поясах России / К.О. Соборнов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 56–61.

Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ имеет огромное значение для нефтегазовой отрасли. В последнее время важность развития сырьевой базы добычи нефти и газа приобретает особое значение. Как показывает анализ результативности работ, их успешность определяется сочетанием высокопродуктивных направлений работ, а также наличием соответствующих геотехнологий. Этим обеспечиваются крупные серийные открытия. На сегодняшний день получили развитие три потенциальных направления геологоразведочных работ, способных обеспечить значительный прирост запасов газа – освоение ресурсов Арктики, разработка сланцевых толщ и опоскование складчато-надвиговых поясов.

Анализ проведения ГРП в различных складчатых поясах мира позволил выявить ряд особенностей, которые ранее не принимались во внимание в качестве положительных аргументов при оценке перспектив нефтегазоносности этих зон. Преимущества проведения работ в складчато-надвиговых поясах обусловлены следующими факторами. Во-первых, как показывает мировой опыт, в этих зонах сконцентрированы огромные ресурсы углеводородного сырья. Во-вторых, многие из них находятся в районах с развитой инфраструктурой (Урал, Предкавказье, Патомская зона). В-третьих, в отличие от работ на Арктическом шельфе и сланцевых проектов работы в складчато-надвиговых поясах могут успешно осуществляться с помощью отечественных технологий.

Проведение поисково-разведочных работ в пределах складчато-надвиговых поясов на основе современных технологий может послужить основой успешного развития ресурсной базы добычи газа в России.

Ключевые слова: *ресурсы, нефть и газ, складчатый пояс, Арктика, сланцы.*

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. – 2014. – № 3 (19). – С. 62–69.

На основании анализа термобарических условий залегания ачимовской толщи (АТ) северных районов Западной Сибири выявлена зональность распределения залежей углеводородов (УВ) разного фазового состояния. Установлено, что нефтесодержащие скопления распространены во всех интервалах температур и давлений, при этом глубины залегания отдельных нефтяных залежей достигают 4000 м. Распространение газоконденсатных скоплений за редким исключением начинается с глубины 3400 м в зонах геотемператур 95–115 °С и аномально-высоких пластовых давлений (41–64 МПа) с коэффициентом аномальности 1,6–1,9. Преимущественная нефтегазоносность характерна для южных районов Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР), смешанным характером нефтегазоносности отличаются центральные и северные районы НПТР.

Рассмотрены вопросы формирования скоплений нефти и газа в ачимовской толще. В частности установлено, что уровень катагенеза практически во всем объеме АТ находится в интервале, соответствующем «нефтяному окну». По мнению авторов, залежи УВ являются сингенетическими отложениями АТ. Современная картина размещения залежей не противоречит расчетам, при этом в ограниченном масштабе допускается возможность переток из нижележащих пород.

Низкие фильтрационно-емкостные свойства пород обуславливают нахождение части ачимовских залежей в зонах распространения плотных нетрадиционных коллекторов. Коллекторские свойства пород АТ, помимо первичных литолого-фациальных особенностей, находятся в зависимости от глубин их залегания, что обусловлено их гравитационным уплотнением и катагенетическим преобразованием. На основании статистической обработки результатов испытания скважин в АТ, а также распределения разведанных запасов УВ в НПТР положение зоны плотных коллекторов в разрезе прогнозируется на глубинах 3,8–4,0 км и более.

Проведенные исследования позволяют прогнозировать наличие залежей, различных по фазовому состоянию УВ в предполагаемых зонах развития АТ в Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областях, а также на прилегающих акваториях. Однако ухудшение качества коллекторов обусловит нахождение части УВ в зонах распространения плотных коллекторов.

Ключевые слова: *ачимовская толща, нефтегазоносность, условия формирования, фазовый состав, катагенез, плотные коллекторы.*

Гризик А.Я. Перспективы нефтегазоносности поднадвиговой структуры Шахринав (Республика Таджикистан) / А.Я. Гризик, Ю.И. Заболотная, Р.Ф. Садртдинов, А.В. Ворожбицкий // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 70–76.

В результате проведения ОАО «Газпром» гравиразведочных и сейсморазведочных работ МОГТ-3D (2009–2010 гг.) на лицензионной площади Сарикамыш (Республика Таджикистан) выявлена и подготовлена по палеогеновым и меловым отложениям перспективная для поисков залежей углеводородов поднадвиговая структура Шахринав.

В 2013 г. завершено бурение поисково-оценочной скв. № 1-п Шахринав с забоем 6450 м, ставшей не только самой глубокой скважиной в пределах Кафирниганской антиклинальной зоны Афгано-Таджикской впадины (АТВ), но и во всей Центральной Азии. Результаты бурения позволяют впервые практически в полном объеме изучить палеоген-меловой разрез автохтонного (поднадвигового) блока, включая отложения нижнего мела (барремский ярус).

Окончательные выводы о перспективах нефтегазоносности отложений автохтонного блока будут сделаны по результатам испытания скв. № 1-п Шахринав. Однако уже на данном этапе геологоразведочных работ получена ценная информация о геологическом строении исследуемого района, литологическом составе пород, а также о термобарических пластовых условиях поднадвигового блока.

В результате работ подтверждено наличие обширного Бабатагского надвига, а также предположение о схожести литолого-стратиграфического строения и состава надвиговой (аллохтонной) и поднадвиговой (автохтонной) частей разреза.

По данным геофизических исследований и предварительным результатам исследования отобранного керна, сделан вывод о том, что наибольший поисковый интерес в палеогеновых отложениях автохтонного блока представляют бухарские слои, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов которых оказались выше, чем в алайских и акджарских слоях.

В разрезе меловых отложений автохтонного блока наилучшей открытой пористостью обладают породы сеномана и апта. Наиболее проницаемыми оказались породы сеномана.

Ключевые слова: *Афгано-Таджикская впадина, автохтонный блок, аллохтонный блок, залежь, коллектор, нефтегазоносность.*

Давыдова Е.С. Крупнейшие, гигантские и уникальные месторождения свободного газа Западной Сибири: результаты поисков, разведки и освоения, перспективы новых открытий / Е.С. Давыдова, О.Г. Кананыхина, Е.Д. Ковалёва // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 77–81.

Фундаментальное значение для развития нефтяной и газовой отраслей промышленности любой страны имеет наличие достаточной минерально-сырьевой базы (МСБ) в виде текущих запасов газа и жидких углеводородов, перспективных + прогнозных (неоткрытых) ресурсов.

МСБ нефте- и газодобычи России создавалась в течение всего XX в., наиболее активно – с 1961 по 1993 гг. В России к 2014 г. открыто и разведано около 3300 месторождений углеводородов (УВ), в том числе газосодержащих – 913. Наибольшее число месторождений (более 900), а также крупнейших, гигантских и уникальных скоплений открыто в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП), приуроченной к одноименному осадочному мегабассейну.

Большая часть начальных разведанных запасов газа мегапровинции сосредоточена в 4 уникальных нефтегазоконденсатных месторождениях (Уренгойское, Ямбургское, Бованенковское, Заполярное). К сверхгигантским скоплениям газа относится 3 месторождения, гигантским – 21, крупнейшим – 29.

В работе приводится геостатистика крупнейших гигантских и уникальных газосодержащих месторождений (КГУГМ) Западно-Сибирской мегапровинции. На долю 57 КГУГМ приходится 48,8 трлн м³ начальных разведанных запасов свободного газа.

Проанализированы закономерности и особенности размещения месторождений крупнее 100 млрд м³ каждое, большинство из которых открыты в Надым-Тазовском междуречье на севере Западной Сибири.

Сделаны выводы об условиях формирования КГУГМ, а также о количестве и предполагаемых запасах газа еще неоткрытых (прогнозируемых) месторождений.

По оценке авторов, к завершению масштабных поисково-разведочных работ будет открыто еще до 30 крупнейших и гигантских месторождений (преимущественно на шельфе Карского моря), а их суммарные запасы (с учетом накопленной добычи) к 2050 г. составят 70–75 трлн м³ (около 65 % от потенциальных ресурсов газа Западно-Сибирской мегапровинции).

Ключевые слова: *перспективные ресурсы, прогнозные ресурсы, минерально-сырьевая база, нефтегазоносная провинция, Западная Сибирь.*

Подурушин В.Ф. Тектоника Геофизического мезовала (север Западной Сибири) / В.Ф. Подурушин // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 82–98.

Предметом исследования являлись структура и история развития района Геофизического мезовала, расположенного на западе Гыданского п-ова. Задачей исследования был анализ временного разреза в северной половине регионального сейсморазведочного профиля 105. Методика выполнения работы включала прослеживание отражающих горизонтов и последующий структурно-парагенетический анализ полученного изображения. В результате проведенного исследования установлена важная роль надвигов в структуре Геофизического мезовала.

В нижней части разреза блок промежуточного структурного этажа надвинут на триасовые породы, заполнившие среднетриасовый грабен. Время надвигания определяется началом ранней юры по возрасту не затронутых дислокацией нижеюрских отложений.

Структура собственно Геофизического мезовала охватывает верхнеюрско-аптский стратиграфический интервал и образована надразломной антиклиналью, возникшей в аллохтоне над фронтальной частью надвига. С севера и юга мезовал ограничен продольными сбросами, внутри осложнен поперечным грабенообразным прогибом. Амплитуда горизонтального перекрытия отражающего горизонта Б по надвигу составляет 2 км. Структура Геофизического мезовала наиболее ярко выражена до кровли аптского яруса (отражающий горизонт М'). Далее она постепенно выполаживается и в сеноманских отложениях исчезает, переходя в погребенное состояние.

С наличием надвигов могут быть связаны разрывы и сдвигание продуктивных пластов, структурные ловушки в аллохтоне и автохтоне надвига, возникновение тектонических экранов. Эти особенности необходимо учитывать при геолого-технологическом и гидродинамическом моделировании как Геофизического, так и структурно близких ему месторождений Нурминского мегавала и Мессояхского порога.

Ключевые слова: *тектоника, надвиг, ранняя юра, неоком, структурная ловушка.*

Коротков С.Б. Литолого-стратиграфическое районирование глубокозалегающих рифей-нижнекембрийских отложений Сибирской платформы на лицензионных объектах ОАО «Газпром» / С.Б. Коротков, В.Е. Крючков, Е.В. Семёнова, А.А. Франчук // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 89–98.

В разрезе осадочного чехла Сибирской платформы (СП) выделены три нефтегазоносных комплекса: верхнерифейский карбонатный, нижневендский терригенный, венд-нижнекембрийский карбонатный, в которых выявлены разные по запасам месторождения углеводородов (УВ). К настоящему времени в ходе поисково-разведочных работ, выполняемых разными геологическими организациями, накоплен большой массив разрозненной литолого-стратиграфической информации, которая представляет огромную научную ценность для специалистов в области литологии и стратиграфии.

В процессе детального расчленения геологического разреза наши предшественники использовали различные варианты местных стратиграфических схем с разными названиями разновозрастных отложений, что существенно затрудняет их практическое использование геофизиками и геологами нефтегазовых компаний. Однако для повседневной работы и принятия управленческих решений требуются упрощенные схемы.

В настоящей работе разрозненные данные сведены в литолого-стратиграфические колонки, составленные на основе разрезов осадочного чехла базовых месторождений Красноярского края, Иркутской области, Республики Саха (Якутия).

Для нефтегазоносных комплексов Сибирской платформы и Вилуйской синеклизы на лицензионных участках Группы Газпром составлены авторские сводные литолого-стратиграфические колонки осадочного чехла. За основу каждой из них приняты литотипы, характерные для базовых месторождений данного региона и прилегающих территорий. Описаны особенности осадконакопления, условия формирования продуктивных пластов и флюидопоров, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Большое внимание уделено административному делению территорий.

Ключевые слова: *нефть, газ, конденсат, литостратиграфия, Восточная Сибирь, Сибирская платформа, Вилуйская синеклиза, осадконакопление, пласты-коллекторы, флюидопоры.*

Рыжов А.Е. Определение степени влияния тектонического фактора на формирование залежей углеводородов на Саманчакитском блоке Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Е. Рыжов, А.И. Крикунов, Л.А. Филиппова (Рыжова), Н.Ю. Канунникова, О.А. Саприна // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 99–105.

В осадочном чехле Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения встречаются многочисленные и разнообразие дизъюнктивные дислокации со смещением, среди которых доля сквозных нарушений относительно невелика. Уверенно выяснить направленность и положение на площади отдельных разрывов удается не всегда. Объясняется это длительной историей формирования Непско-Ботуобинской антеклизы, к которой в тектоническом плане приурочено Чаяндинское месторождение, и активной геодинамической составляющей.

Статья посвящена выяснению строения паршинской свиты нижнего венда в южной части Саманчакитского блока на Чаяндинском месторождении. На корреляционной схеме выделен ряд синхронных реперных горизонтов посредством которых проведено расчленение и корреляция разрезов скважин. Палеоструктурные и геологический

профили дают возможность показать историю формирования и провести анализ толщин отдельных мелких стратиграфических подразделений, а также на этой основе выявить наличие внутрiformационного разлома, который повлиял на расположение границ распространения скоплений газообразных и жидких углеводородов.

Саманчакитский блок представляет собой очень сложный геологический объект. Терригенные породы нижнего венда характеризуются высокой макро- и микронеоднородностью. Породы-коллекторы продуктивных горизонтов как по площади, так и по разрезу постоянно выклиниваются, замещаются и размываются. Проследить, как они взаимодействуют друг с другом в разных скважинах, довольно трудно. На это накладывается наличие большого числа разрывных нарушений – выявленных с помощью сейсморазведки и пробуренных скважин и тех, что еще предстоит выявить.

В статье приводятся результаты испытаний и опробования скважин, которые однозначно указывают на то, что существующая модель Чайдинского месторождения требует дальнейшего уточнения.

Ключевые слова: *скважина, месторождение, сейсморазведка, разлом, размыв, горизонт, корреляция, палеоструктурный профиль.*

Кошелев А.В. Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.В. Кошелев, Г.С. Ли, М.А. Катаева // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 106–115.

Уникальное по запасам Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является базовым объектом газодобычи на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и разрабатывается с 1978 г. Длительность промышленной разработки и высокая степень выработки запасов сеноманского и неокомского продуктивных комплексов обусловили возникновение ряда проблем. Одна из них – интенсивное избирательное и очаговое обводнение залежей.

При разработке залежей в режиме истощения пластовой энергии техногенные и пластовые воды (подошвенные и законтурные) поступают в газоносную часть залежей, изменяя при этом компонентный состав и минерализацию вод.

Результаты гидрохимического анализа (ГХА) жидкостей из скважин в процессе разработки и обводнения залежей свидетельствуют о закономерном изменении состава пластовых вод по разрезу и площади месторождений. Анализ и обобщение данных ГХА позволяют определять источник(и) вод и уточнять направления внедрения подошвенных и контурных вод.

Для диагностики пластовых и техногенных вод, участвующих в обводнении разрабатываемых залежей Уренгойского НГКМ, в ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» организована систематическая работа по определению их типа, минерализации, состава и микрокомпонентов в добывающих скважинах, залежах и эксплуатационных объектах продуктивных пластов разного возраста.

Представлены результаты комплексных исследований по определению и уточнению коррелятивных гидрохимических компонентов и диагностических критериев пластовых вод разных объектов разработки Уренгойского НГКМ.

Использование выявленных коррелятивных гидрохимических критериев позволяет повысить эффективность гидрохимического контроля за обводнением объектов эксплуатации Уренгойского НГКМ.

Ключевые слова: *Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, обводнение залежей и скважин, конденсационные, пластовые и техногенные воды, гидрохимический анализ и контроль, коррелятивные гидрохимические критерии.*

Васильев Ю.Н. Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи / Ю.Н. Васильев, В.Г. Ильницкая // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 116–120.

В статье рассмотрен системный подход к оценке важнейшей характеристики освоения газового месторождения – полноте извлечения газа из залежи.

Рассмотрены следующие модификации коэффициента газоотдачи: газоотдача коммерческая (на дальний транспорт, с учетом местных нужд) и конечная потенциальная (технологически достижимая, потенциально возможная). Показано, что полнота извлечения углеводородов из пласта является категорией технико-экономической и вследствие этого зависящей от двух групп факторов – природных (геологических) и неприродных (технично-технологических и экономических). Подробно рассмотрены семь факторов, существенно влияющих на значение конечного коэффициента газоотдачи.

Детально изложены технико-технологические факторы, повышающие коэффициент конечной газоотдачи. Перечислены наиболее существенные экономические факторы, от которых непосредственно зависит коэффициент конечной газоотдачи.

Показано, что процесс определения конечных коэффициентов газоотдачи и учет их при подсчете объемов извлекаемых запасов газа должен иметь стадийный (этапный характер).

Выделены четыре основных этапа, различающихся между собой условиями, возможностями, средствами и надежностью определения коэффициентов конечной газоотдачи: на стадии первоначального рассмотрения и утверждения запасов; начального проектирования разработки; уточнения значений коэффициентов конечной газоотдачи; с учетом данных разработки по результатам опытно-промышленной эксплуатации.

В приведенной таблице даются значения фактических коэффициентов конечной газоотдачи в зависимости от ряда факторов, приводимых в статье. Таблица построена на основе анализа результатов эксплуатации более ста месторождений (самостоятельно разрабатываемых залежей), законченных разработкой или находящихся на заключительной стадии разработки.

Ключевые слова: коэффициент газоотдачи, коммерческая газоотдача, потенциальная газоотдача, запасы газа.

Кондрашов А.В. Многометодная спектрометрическая аппаратура ядерного каротажа для исследований газовых скважин / А.В. Кондрашов, А.О. Габбасова, Е.В. Судничникова, Р.Р. Куйбышев, И.З. Миннуллин, С.Т. Мамлеева, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, А.И. Лысенков, В.И. Борисов, В.И. Шамшин // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 121–128.

Рассмотрены задачи, решаемые ядерно-геофизическими методами на газовых месторождениях, и предпосылки создания комплексной аппаратуры радиоактивного каротажа КСПРК-Ш.

Исследование газовых скважин имеет специфические особенности, что ограничивает применение скважинных приборов больших диаметров и исключает использование геофизических методов, не работающих в газовой среде. Для ядерно-геофизических методов условия исследований газовых скважин не являются неблагоприятными, поэтому они широко применяются на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа (ПХГ).

Для решения нетрадиционных задач, а также для расчета литологической модели вскрытых скважиной отложений необходимо применение наиболее информативных методов. К ним относятся прежде всего спектрометрические модификации ядерного каротажа, позволяющие решать геолого-геофизические задачи не только по определяемым ядерно-физическим свойствам исследуемых сред, но и на основании оценки их элементного состава.

Для исследования газовых скважин ядерными методами ЗАО НПФ «ГИТАС» и ОАО НПП «ВНИИГИС» был создан аппаратурно-методический комплекс ядерного каротажа, состоящий из малогабаритных скважинных приборов СПРК и СНГК-Ш, позволяющих выполнять измерения через газозапорное оборудование для оценки содержаний радиационно-активных элементов в исследуемых горных породах, определения минералогической плотности исследуемых сред и характера насыщения коллекторов.

На основании анализа результатов применения разработанной аппаратуры создан новый комплексный прибор, совместивший возможности ранее разработанных спектрометров (КСПРК-Ш), а также модификация МИД-С, дополненная по заказу ОАО «Газпром». В настоящее время первые образцы новой комплексной аппаратуры проходят апробацию.

Перспективы применения новой комплексной аппаратуры радиоактивного каротажа на газовых месторождениях и ПХГ обусловлены высокой информативностью реализованного в ней комплекса методов, отсутствием ограничений по времени использования и более низкой стоимостью по сравнению с приборами импульсной модификации нейтронных методов.

Ключевые слова: спектрометрическая аппаратура, газовая скважина, спектрометрический нейтронный гамма-картаж, подземные хранилища газа.

Силантьев Ю.Б. Нефтегазовая геостатистика Вьетнама в связи с прогнозом новых открытий / Ю.Б. Силантьев, Фи Мань Тунг // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 129–131.

Статья посвящена необходимости формирования геостатистического мониторинга нефтегазового потенциала стран, в пределах которых ОАО «Газпром» реализует свои инвестиционные проекты. Рассмотрены современные особенности минерально-сырьевой базы нефтегазовой отрасли Социалистической республики Вьетнам (СРВ), которая характеризуется высокой разведанностью ресурсов и выработанностью запасов нефти и сравнительно невысокой освоенностью газового потенциала. В основном это обусловлено первоочередной значимостью нефтяного потенциала, освоение которого не требует уровня затрат, связанного с необходимостью строительства газотранспортных систем. Это определило более высокий уровень обеспеченности добычи для газа, чем для нефти.

Нефтегазоносность СРВ связана с субмеридиональной системой осадочных бассейнов, формировавшихся в условиях сдвиговой тектоники Подвижного пояса и влияния спрединга Южно-Китайского моря. Последний обусловил развитие процессов терригенной, в том числе лавинной седиментации и наличие вулканогенных тел, с которыми связана нефтегазоносность фундамента. К породам фундамента приурочено гигантское месторождение – Белый Тигр.

Результаты проведенной оценки начальных потенциальных ресурсов нефти и газа на основе геолого-имитационного моделирования указывают на вероятность обнаружения значительного количества нефтегазовых объектов, однако большая часть их, вероятно, концентрирует запасы менее 3 млн т у.т. – 75 % по нефти и 72 % по газу, что указывает на малую рентабельность их освоения.

Более низкая разведанность ресурсов газа позволяет ожидать выявление более рентабельных скоплений. В то же время низкая изученность фонда перспективных структур указывает на высокие геологические риски при их освоении.

Представленная информация показывает, что существуют сравнительно высокие перспективы формирования ресурсно-добычного потенциала в газодобывающей отрасли СРВ и возможности развития внутреннего газового рынка.

Ключевые слова: углеводороды, бассейн, фундамент, ресурсы, запасы, геолого-имитационное моделирование.