

Сведения об авторах

<i>Акимов Владислав Васильевич</i>	ведущий инженер Отдела геолого-промыслового анализа Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Тел.: +7(342)233-64-65. E-mail: Vladislav.Akimov@pnn.lukoil.com
<i>Афанасенков Александр Петрович</i>	к.г.-м.н., первый заместитель Генерального директора ФГУП «ВНИГНИ», ведущий научный сотрудник МГУ им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(495)673-05-42. E-mail: afanasenkov@vniigni.ru
<i>Ахияров Александр Влерович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории подсчета запасов углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Akhiyarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ворожбицкий Алексей Владимирович</i>	главный специалист сектора полевой геофизики Отдела геофизических исследований Управления геологоразведки и разработки Филиала «Газпром ЭП Интернэшнл Сервисиз Б.В.» в г. Москве. Тел.: +7(495)411-84-91. E-mail: A.Vorozhbitsky@gazprom-international.com
<i>Гризик Алексей Яковлевич</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: A_Grizik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Губренко Максим Владимирович</i>	главный геолог Представительства «Газпром ЭП Интернэшнл Сервисиз Б.В.» в Кыргызской Республике. Тел.: +996(312)37-48-70. E-mail: M.Gubrenko@gazprom-international.com
<i>Данилов Владимир Николаевич</i>	заместитель директора по науке Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухте. Тел.: +7(8216)73-66-11. E-mail: V.Danilov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Дегтерёв Антон Юрьевич</i>	старший научный сотрудник сектора геологического моделирования Лаборатории геологии ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-93. E-mail: A_Degterev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Жуков Виталий Семёнович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-63. E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Заболотная Юлия Ивановна</i>	к.г.-м.н., начальник Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: Y_Zabolotnaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Иванов Сергей Александрович</i>	начальник сектора развития программного обеспечения и ведения баз данных тематической партии НПФ «Инжиниринговый центр» ООО «Газпром георесурс». Тел.: +7(985)443-49-31, E-mail: sa.ivanov@gazpromgeofizika.ru
<i>Ивченко Максим Валентинович</i>	ведущий инженер Лаборатории исследования скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-72. E-mail: M_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ивченко Ольга Владимировна</i>	заместитель начальника Лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: O_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ившина Елена Владимировна</i>	научный сотрудник Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: E_Ivshina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кан Вера Енсуновна</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник сектора геологического моделирования Лаборатории геологии ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-93. E-mail: V_Kan@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кананыхина Ольга Геннадиевна</i>	инженер 2 категории Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(489)657-43-43. E-mail: O_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ковалёва Екатерина Дмитриевна</i>	инженер 1 категории Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(489)657-43-43. E-mail: E_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крылов Николай Алексеевич</i>	д.г.-м.н., профессор, главный научный сотрудник Лаборатории анализа сырьевой базы зарубежных стран Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: N_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Крючков Виктор Егорович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории анализа и планирования геологоразведочных работ Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(926)492-58-94. E-mail: V_Kryuchkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Левченко Станислав Александрович</i>	к.г.-м.н., главный геолог НПФ «Инжиниринговый центр» ООО «Газпром георесурс». Тел.: +7(496)461-20-97. E-mail: s.levchenko@gazpomgeofizika.ru
<i>Люгай Дмитрий Владимирович</i>	д.т.н., Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-93. E-mail: D_Lyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Матушкин Михаил Борисович</i>	ведущий инженер Лаборатории исследования скважин ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-72. E-mail: M_Matushkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Моторыгин Владимир Владимирович</i>	младший научный сотрудник Лаборатории геологии и централизованного хранения керна и пластовых флюидов Центра исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-63. E-mail: V_Motorygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пензин Алексей Алексеевич</i>	ведущий инженер Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-43. E-mail: A_Penzin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Подурушин Владимир Фёдорович</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории промышленной геологии Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: V_Podurushin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поляков Евгений Евгеньевич</i>	директор Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пырьев Валерий Иванович</i>	заместитель Генерального директора ФГУП «ВНИГНИ». Тел.: +7(495)673-37-07. E-mail: pyryev@vniigni.ru
<i>Садртдинов Руслан Фаритович</i>	главный специалист Отдела геологоразведки, бурения и лицензирования ЗАО «Газпром зарубежнефтегаз». Тел.: +7(495)411-87-33. E-mail: R.Sadrtdinov@zargaz.ru
<i>Салина Любовь Сергеевна</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник Лаборатории нетрадиционных ресурсов газа Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: L_Salina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Санатулов Рашид Сабирзянович</i>	специалист 1 категории сектора интерпретации данных ГИС тематической партии НПФ «Инжиниринговый центр» ООО «Газпром георесурс». Тел.: +7(985)443-49-31. E-mail: rs.santulov@gazpromgeofizika.ru
<i>Семёнова Ксения Михайловна</i>	заместитель начальника Лаборатории подсчета запасов углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-67. E-mail: K_Semenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Силантьев Юрий Борисович</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-43. E-mail: Y_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Скоробогатов Виктор Александрович</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-89. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Соин Дмитрий Александрович</i>	к.г.-м.н., старший научный сотрудник Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(489)657-46-67. E-mail: D_Soin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Соловьёв Николай Николаевич</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Отдела ученого секретаря ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-40. E-mail: N_Soloviev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Фи Мань Тунг</i>	аспирант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
<i>Халошина Татьяна Олеговна</i>	главный специалист Лаборатории ресурсов и поисков месторождений углеводородов Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-99. E-mail: T_Khaloshina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Черников Александр Георгиевич</i>	к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник сектора геологического моделирования Лаборатории геологии ПХГ Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-93. E-mail: A_Chernikov@vniigaz.gazprom.ru

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 районов 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 районов 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 районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 23–32.

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 м³, 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 Приамальского 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 Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Е. Крючков, А.А. Пензин // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 33–39.

Чаяндинское 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 флюидопроницаемости. Так, анализ геолого-геофизических материалов Чаяндинского НГКМ свидетельствует о том, что доломитовый пласт верхнебюкской подсветы верхнего венда, который в настоящее время принято считать покрывной залежи УВ ботубобинского 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. м³/сут). Пласт неоднороден по составу и представлен переслаивающимися пористыми и плотными разностями неоднородно заглинизированных доломитов с линзовидными прослоями аргиллитов. Возможно, песчаники ботубобинского 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 Чаяндинское НГКМ существенно недоразведано. Помимо продуктивных терригенных горизонтов нижнего венда (талахского, хамакинского, ботубобинского), 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 Чаяндинского НГКМ.

Ивченко О.В. Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубобинская антеклизы и сопредельные территории) / О.В. Ивченко, Е.Е. Поляков, М.В. Ивченко // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 40–59.

В настоящее время район Непско-Ботубобинской 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 дальнейшем усовершенствовать методику про-

ектирования 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, эльганского, 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 районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 60–64.

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 районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 65–70.

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 кавернозотрещиноватые хрупкие доломиты. Верхняя часть автохтона испытала сильное латеральное давление аллохтонных пластин. Вблизи detachmenta 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 ограниченно 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 районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 71–78.

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), несмотря на свою высокую работанность, до настоящего времени является основным центром газодобычи Республики Коми. Однако технологическое функционирование газового промысла и сопряженной с ним группы небольших запасов 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 живецкого 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. м³/сут. В случае проведения поисково-оценочных работ можно надеяться на открытие газовых месторождений, что позволит восполнить сырьевую базу Вуктыльского НГКМ.

Акимов В.В. Нефтегазоносные комплексы и их флюидоупоры как залог перспективности структур Кортаихинской впадины / В.В. Акимов // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 79–82.

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

В пределах впадины пробурено 6 параметрических, 2 поисковые и 20 структурных и углепоисковых 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 нефтегазоносных комплексов, встречающихся на территории Кортаихинского 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 районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 83–97.

Так называемая «сланцевая революция», продолжающаяся в Северной Америке, постепенно охватывает все большее число стран мира, имеющих 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 нефти и газов. Данные представляют собой результаты измерений проб, полученных при испытаниях и опробованиях баженовского горизонта Ю₀, 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.Я. Гризлик // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 98–111.

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 Караудан 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. Гризык, 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 неразрабатываемых 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 Майлису-IV 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 районов 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 преобретают 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 районов 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 районов 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 нефтегазоносной 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 районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 140–146.

Эксплуатация месторождений углеводородов невозможна без геолого-геофизического и промышленно-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 газодобывающего 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 районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 147–156.

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 районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 157–169.

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 районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25). – С. 170–173.

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 м³. 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.

Information about the authors

<i>Afanasenkov Aleksandr Petrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, 1 st deputy general director of the «All-Russian research geological oil institute» Federal State Unitary Enterprise, leading research associate in the M.V. Lomonosov Moscow State University. Tel.: +7(495)673-05-42. E-mail: afanasenkov@vnigni.ru
<i>Akhiyarov Aleksandr Vlerovich</i>	leading research associate of Laboratory for hydrocarbon reserves calculation in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: A_Akhiyarov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Akimov Vladislav Vasilyevich</i>	leading engineer of Department for geological field analysis at the «PermNIPIneft» Lukoil-Engineering LLC subsidiary in Perm. Tel.: +7(342)233-64-65. E-mail: Vladislav.Akimov@pnn.lukoil.com
<i>Chernikov Aleksandr Georgiyevich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the sector for geological modelling of the UGS geology laboratory in the Centre for underground gas storage at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-93. E-mail: A_Chernikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Danilov Vladimir Nikolayevich</i>	deputy director on science of Gazprom VNIIGAZ subsidiary in Ufa. Tel.: +7(8216)73-66-11. E-mail: V.Danilov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Degterev Anton Yuryevich</i>	senior research associate in the sector for geological modelling of the UGS geology laboratory in the Centre for underground gas storage at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-93. E-mail: A_Degterev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grizik Aleksey Yakovlevich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy head of Laboratory for analysis of foreign sources of raw materials in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: A_Grizik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gubrenko Maksim Vladimirovich</i>	chief geologist of «Gazprom EP International Services B.V.» representative office in Kyrgyzstan. Tel.: +996(312)37-48-70. E-mail: M.Gubrenko@gazprom-international.com
<i>Ivanov Sergey Aleksandrovich</i>	head of sector for software development and subject-party data bases keeping at the «Engineering center» Gazprom Georesurs LLC scientific and production subsidiary. Tel.: +7(985)443-49-31, E-mail: sa.ivanov@gazpromgeofizika.ru
<i>Ivchenko Maksim Valentinovich</i>	leading engineer of Laboratory for UGS wells' research in the Centre for underground gas storage at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-72. E-mail: M_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ivchenko Olga Vladimirovna</i>	deputy head of Laboratory for geological and economical efficacy of subsoil use in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: O_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ivshina Yelena Vladimirovna</i>	research associate of Laboratory for resources and search of hydrocarbons fields in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: E_Ivshina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kan Vera Yensunovna</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate in the sector for geological modelling of the UGS geology laboratory in the Centre for underground gas storage at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-93. E-mail: V_Kan@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kananykhina Olga Gennadiyevna</i>	engineer of 2 ^d category in the Laboratory for resources and search of hydrocarbons fields in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(489)657-43-43. E-mail: O_Kananykhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Khaloshina Tatyana Olegovna</i>	chief specialist of Laboratory for resources and search of hydrocarbons fields in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: T_Khaloshina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kovaleva Yekaterina Dmitriyevna</i>	engineer of 1 st category in the Laboratory for resources and search of hydrocarbons fields in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(489)657-43-43. E-mail: E_Kovaleva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Krylov Nikolay Alekseyevich</i>	doctor of geology and mineralogy, professor, chief research associate of Laboratory for analysis of foreign sources of raw materials in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. e-mail: N_Krylov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kryuchkov Viktor Yegorovich</i>	senior research associate of Laboratory for analysis and planning of geological surveys in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(926)492-58-94. E-mail: V_Kryuchkov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Levchenko Stanislav Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, chief geologist of «Engineering center» Gazprom Georesurs LLC scientific and production subsidiary. Tel.: +7(496)461-20-97. E-mail: s.levchenko@gazpomgeofizika.ru
<i>Lyugay Dmitriy Vladimirovich</i>	doctor of engineering, General director of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-49-93. E-mail: D_Lyugai@vniigaz.gazprom.ru
<i>Matushkin Mikhail Borisovich</i>	leading engineer of Laboratory for UGS wells' research in the Centre for underground gas storage at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-72. E-mail: M_Matushkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Motorygin Vladimir Vladimirovich</i>	junior research associate of Geology and centralized storage of core and stratal fluids laboratory in the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-63. E-mail: V_Motorygin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Penzin Aleksey Alekseyevich</i>	leading engineer of Laboratory for resources and search of hydrocarbons fields in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-43. E-mail: A_Penzin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Phi Manh Tung</i>	Post-graduate student of the I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas.
<i>Podurushin Vladimir Fedorovich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading research associate of Laboratory for field geology in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: V_Podurushin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Polyakov Yevgeniy Yevgenyevich</i>	director of the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pyryev Valeriy Ivanovich</i>	deputy general director of the «All-Russian research geological oil institute» Federal State Unitary Enterprise. Tel.: +7(495)673-37-07. E-mail: pyryev@vnigni.ru
<i>Sadrtidinov Ruslan Faritovich</i>	chief specialist of Department for geological survey, drilling and licensing at the «Gazprom zarubezhneftegaz» CJSC. Tel.: +7(495)411-87-33. E-mail: R.Sadrtidinov@zargaz.ru
<i>Salina Lyubov Sergeyevna</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate of Laboratory for alternative gas resources in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: L_Salina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sanatulov Rashit Sabirzyanovich</i>	specialist of 1 st category in the sector for interpreting subject-party data of geophysical wells' research at the «Engineering center» Gazprom Georesurs LLC scientific and production subsidiary. Tel.: +7(985)443-49-31, E-mail: rs.sanatulov@gazpromgeofizika.ru
<i>Semenova Kseniya Mikhaylovna</i>	deputy head of Laboratory for hydrocarbon reserves calculation in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-67. E-mail: K_Semenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Silantiev Yuriy Borisovich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy chief of Laboratory for resources and search of hydrocarbons fields in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-43. E-mail: Y_Silantiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Skorobogatov Viktor Aleksandrovich</i>	doctor of geology and mineralogy, chief research associate in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-89. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Soin Dmitriy Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, senior research associate of Laboratory for resources and search of hydrocarbons fields in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(489)657-46-67. E-mail: D_Soin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Solovyev Nikolay Nikolayevich</i>	doctor of geology and mineralogy, chief research associate of the Scientific secretary department at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-40. E-mail: N_Soloviev@vniigaz.gazprom.ru

<i>Vorozhbitskiy Alaksey Vladimirovich</i>	chief specialist of the sector for field geophysics in the Department for geophysical research of Geological prospecting and development administration at the «Gazprom EP International Services B.V.» subsidiary in Moscow. Tel.: +7(495)411-84-91. E-mail: A.Vorozhbitskiy@gazprom-international.com
<i>Zabolotnaya Yuliya Ivanovna</i>	candidate of geology and mineralogy, head of Laboratory for analysis of foreign sources of raw materials in the Centre of hydrocarbons resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-42-99. E-mail: Y_Zabolotnaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zhukov Vitaliy Semenovich</i>	doctor of engineering, chief research associate of Geology and centralized storage of core and stratal fluids laboratory in the Center for research of oil-and-gas stratal systems and technological modelling at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-63. E-mail: V_Zhukov@vniigaz.gazprom.ru

Annotated list of articles

Lyugay D.V. Conceptual foundation of strategy for development of minerals and raw materials reserves for gas industry and PAO «Gazprom» up to 2050 / D.V. Lyugay, V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 4–15.

Systematic development of mineral and raw materials' reserves for world oil and gas regions and countries as well as huge vertically integrated oil-and-gas companies requires creation and periodical refining of medium- and long-term strategic programs (up to 2035, 2040 and 2050 inclusively). The same refers to gas and oil industries of Russia, and in particular to national companies «Gazprom», «Rosneft'» etc. A strategy for development of oil and gas industries should become the necessary foundation of such programs. At the same time it is impossible to create this strategy without detailed, comprehensive concept of development being a philosophic and professional substantiation for further activities, which could and should be successful.

Conception for development of gas and oil production in Russia should reasonably answer the following questions:

- what are the initial positions of Russia and PAO «Gazprom» concerning oil and gas as well as recourses of minerals and raw materials for provision of hydrocarbons' production up to 2040–2050 regarding modern world trends in surveying, production, marketing and mutual supply of hydrocarbons?
- how should current hydrocarbon reserves change in periods (up to 2020, 2030, 2040, 2050) and regions (on-shore, off-shore) in respect of necessity to provide production of hydrocarbons, and to create strategic reserves of oil and gas within the depths of well-studied and prepared big and huge fields?
- what regions and geological objects are to become a target for surveys aimed at estimation of required amounts of drilling as well as reachable, necessary and sufficient growths of explored oil and gas reserves?

This article is a brief exposition of author's conception of mineral and raw materials' reserves development for gas and oil production by Russia and PAO «Gazprom». It is concluded that national gas industry is well provided with hydrocarbon reserves and resources of all types, but there will be future difficulties in development of oil production in Russia.

References

Nezhdanov A.A. Concept of surveys at Western Siberia / A.A. Nezhdanov, N.A. Turenkov, V.V. Ogibenin et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – № 4. – 2006. – P. 26–28.

Skott A.N. Forecast for development of power engineering up to 2030 / A.N. Skott // *Geologiya nefi i gaza*. – № 5. – 2007. – P. 58–62.

Vysotskiy V.I. World reserves, resources and extraction of natural gas / V.I. Vysotskiy,

V.A. Skorobogatov // Development of hydrocarbon fields. Topical issues & prospects: theses of papers at III International scientific and practical conf. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – P. 14–15.

Karnaikhov S.M. Development of mineral and raw materials' source of gas industry / S.M. Karnaikhov, V.S. Kovalenko, V.S. Parasyna et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2007. – № 3. – P. 22–25.

Skorobogatov V.A. Gas potential of sedimentary basins' depths at Northern and Eastern Eurasia: mastering strategy / V.A. Skorobogatov, S.M. Karnaikhov // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2007. – № 3. – P. 16–21.

Skorobogatov V.A. Problems of resource provision for natural gas extraction in Russia up to 2050 / V.A. Skorobogatov, S.N. Sivkov, S.A. Danilevskiy // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 4–14.

Skorobogatov V.A. Concept for development of mineral and raw materials' reserves of Russian gas industry and OAO «Gazprom» up to 2030 with respect of enlargement geography of geological surveys / V.A. Skorobogatov, Yu.B. Silantyev, S.N. Sivkov // *Materials of XIII OAO «Gazprom» coordinating meeting*. – Moscow: Gazprom Informational and Advertising Center, 2008. – P. 35–43.

Cherepanov V.V. Russian gas in XXI century / V.V. Cherepanov, S.M. Karnaikhov, V.A. Skorobogatov // *Teoreticheskiye osnovy i tekhnologii poiskov i razvedki nefi i gaza*. – Moscow: I.M. Gubkin Russian State Oil and Gas University, 2012. – № 1. – P. 20–23.

Soin D.A. Peculiarities of estimating potential hydrocarbon resources of Achim and Lower-Middle-Jurassic deposits at northern regions of Western Siberia / D.A. Soin, V.A. Skorobogatov, Ye.D. Kovaleva // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 16–22.

Achim and Lower-Middle-Jurassic deposits at northern regions of Western Siberia are being regarded as the only real objects for further development of mineral and raw materials' base for oil-and-gas production and main sources for enlargement of on-shore hydrocarbon reserves at the Yamal-Nenets Autonomous Area.

Specifics of geological structure of these deposits predetermines complexity of quantitative estimation of their resource potential. Principle difficulties while calculating initial potential hydrocarbon resources arise: at choosing and grounding reference sites (it is determined by low extent of deposits' exploration at the main fields); at forecasting areas of expansion, industrial productivity and at grounding objects of assessment at Achim thickness; at predicting areas with sufficient filtration-and-capacity properties and dense reservoirs in profile at Lower-Middle-Jurassic deposits. Apartness of Achim and Lower-Middle-Jurassic

reservoir horizons enlarges an area of likely productivity up to outlying districts of a basin inclusively, as well as up to zones of monoclines and depressions, where localization of non-structural hydrocarbon deposits is possible. But search of such agglomerations is traditionally associated with high risks.

Listed difficulties lead to a number of assumptions in quantitative assessment of resources, decreasing its reliability. As a result the final integral values of resource estimations usually are seriously overrated. It is predicted, that in course of geological prospecting they are going to be essentially corrected down.

The article discusses experience in quantitative assessment of resources of examined deposits. Author's estimations of initial potential resources' values are presented. They are appreciably lower than the official ones, especially regarding an oil component. Carried investigations will allow to minimize risks and to ground geological prospecting of Achim and Lower-Middle-Jurassic deposits at northern regions of Western Siberia.

References

Soin D.A. Thermobaric conditions of oil-and-gas bearing at northern regions of Western Siberia (on-shore, off-shore) / D.A. Soin, V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 59–65.

Davydova Ye.S. Problems of investigation, assessment and mastering of Achim thickness (Berrias – Valangin) hydrocarbon potential at the Nadym-Pur-Tazovsk region of Western Siberia / Ye.S. Davydova, I.B. Izvekov, G.R. Pyatnitskaya et al. // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 81–90.

Manual on quantitative and geological-and-economical assessment of oil, gas and condensate predicted resources. – Moscow: VNIGNI, 2000. – 214 p.

Soin D.A. Geological risks of prospecting low horizons of sedimentary cover at arctic regions of Western Siberia / D.A. Soin // *World gas resources and reserves and advanced development technologies: theses of papers at III International Scientific-Practical Conference WGRR-2013.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013.

Soin D.A. Catagenetic control of hydrocarbon deposits' forming and localization at Achim sediments in northern regions of Western Siberia / D.A. Soin, V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 62–69.

Predtechenskaya Ye.A. Catagenetic criteria for predicting zones of thinning in Lower-Middle-Jurassic deposits at the Western-Siberian sedimentary megabasin / Ye.A. Predtechenskaya // *Geologia i mineralno-syryevye resursy Sibiry.* – 2010. – № 3. – P. 35–43.

Yekhanin A.Ye. Theoretical questions of quantitative assessment of oil and gas resources in Lower-Middle-

Jurassic deposits at the Western-Siberian oil-and-gas-bearing province / A.Ye. Yekhanin // *Geologia i mineralno-syryevye resursy Sibiry.* – 2010. – № 3. – P. 35–43.

Skorobogatov V.A. Genetic reasons for unique gas-and-oil-bearing capacity of cretaceous and Jurassic deposits in Western-Siberian province / V.A. Skorobogatov // *Geologia, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy.* – Moscow: All-Russia Research Institute for Organization, Management and Economics of Oil and Gas Industry, 2003. – № 8. – P. 8–14.

Yermakov V.I. Geological-geochemical and tectonic factors in predicting gas-bearing capacity at the north of Western Siberia / V.I. Yermakov, V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev // *Geology, methods for surveying, prospecting and assessment of fuel-and-energy raw materials: review.* – Moscow: Geoinformmark, 1997. – 134 p.

Kananykhina O.G. Outlooks for oil-and-gas-bearing capacity of the Ob-Yenisei interfluvial arctic regions / O.G. Kananykhina, Ye.D. Kovalyeva // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 23–32.

Despite lasting investigation of geological structure and oil-gas-bearing capacity of the Western-Siberian megaprovince (WSMP) and durational exploration of its hydrocarbon potential (1953–2015), some regions within the WSMP boundaries are not well-studied. First of all it corresponds with north-east, in particular with an arctic part of Ob-Yenisei interfluvial – Gydan and Yenisei-Khatanga areas. Worst of all the central regions of the interfluvial are explored, as well as lower Neocomium and Jurassic horizons as a whole.

An the article there is a brief analysis of stratigraphy, lithology, structural tectonics of upper and middle horizons of sedimentary cover over the range from Cainozoe up to middle Jurassic (Triassic has been unsealed only with single wells). Increase in sandiness of all lithologic-stratigraphic complexes in the direction from west to east, and all-around high carbon-saturation of Barrem-Apt profile are registered.

For all the years of surveys within the framework of the interfluvial 380 deep wells at 43 sites have been drilled, 27 hydrocarbon fields have been discovered, including one, probably, merely oil Pay-Yakha field, 5 gas-condensate-oil fields. Other fields are gas and gas-condensate, including 24 in the boundaries of interfluvial. Total discovered initial reserves of gas reached $3 \cdot 10^{12}$ m³, of liquid hydrocarbon – less than $0,2 \cdot 10^9$ t.

According to modern views, the North-East of WSMP is an area of predominant gas accumulation. Authors together with V.A. Skorobogatov made qualitative assessment of oil-and-gas bearing outlooks for all arctic regions of Western Siberia from near-Yamal continental shelf up to Yenisei river. Also potential hydrocarbon resources were calculated. They amount to $13,5 \cdot 10^9$ t of equivalent fuel (free gas of

nearly 90 %). Some conclusions were done regarding a number and sizes of new hydrocarbon fields, which probably will be discovered in arctic part of Ob-Yenisei interfluvium at WSMP.

References

Bochkarev V.S. Main problems in stratigraphy of Mesozoic oil-and-gas deposits at Western Siberia / V.S. Bochkarev, A.M. Brekhuntsov et al. // *Geologia nefiti i gaza*. – 2000. – № 1. – P. 2–13.

Gurari F.G. Geological structure and oil-and-gas-bearing capacity of lower-middle-Jurassic deposits in Western-Siberian province / F.G. Gurari, V.P. Devyatov, V.I. Demin et al. // – Novosibirsk: Nauka: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 2005. – 156 p.

Skorobogatov V.A. Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, future... / V.A. Skorobogatov, L.V. Stroganov. – Moscow: Nedra-Bisnestsentr, 2006. – 261 p.

Skorobogatov V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives / V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 8–26.

Surkov V.S. Megacomplexes and deep structure of the Earth's crust in the region of Western-Siberian plate / V.S. Surkov, A.A. Trofimchuk, O.G. Zhero et al. – Moscow: Nedra, 1986.

Astafyev D.A. Graben-rift system and location of oil-gas-accumulation areas in the north of Western Siberia / D.A. Astafyev, V.A. Skorobogatov, A.M. Radchikova // *Geologia nefiti i gaza*. – № 4. – 2008. – P. 2–8.

Brekhuntsov A.M. Picking out main oil-and-gas bearing objects in the north of Western Siberia with regard to exploration of oil and gas fields / A.M. Brekhuntsov, V.S. Bochkarev, V.N. Borodkin et al. // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*. – 2001. – № 5. – P. 4–15.

Kontorovich V.A. Tectonic structure and history of Western-Siberian geosyncline in the ages of Reptiles and Mammals / V.A. Kontorovich, S.Yu. Belyayev, A.E. Kontorovich et al. // *Geologiya i geofizika*. – 2001. – V. 42. – № 11–12. – P. 1832–1845.

Samsonov Yu.V. Modern and generational phase zoning of hydrocarbon agglomerations in Yenisei-Khatanga deflection / Yu.V. Samsonov, L.N. Ilukhin, Ye.Yu. Shaposhnikova // *Geologia nefiti i gaza*. – 1990. – P. 10–14.

Skorobogatov V.A. Gigantic gas-containing fields of the World: patterns of location, conditions of forming, reserves, outlooks for new discoveries / V.A. Skorobogatov, Yu.B. Silantsev. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – 240 p.

Filipsov Yu.A. Catagenesis of organic matter and phase composition of hydrocarbon deposits at north-western framing of Siberian platform / Yu.A. Filipsov, L.N. Boldushevskaya et al. // *Geologia nefiti i gaza*. – 1998. – № 12. – P. 25–33.

Yuzvitskiy A.Z. Western-Siberian oil-bearing basin / A.Z. Yuzvitskiy, A.S. Fomichev, O.I. Bostrikov // *Otechestvennaya geologiya*. – 2000. – № 2. – P. 25–33.

Kryuchkov V.Ye. Prospects to enlarge explored reserves of hydrocarbons at the Chayanda oil-gas-condensate field / V.Ye. Kryuchkov, A.A. Penzin // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 33–39.

Chayanda oil-gas-condensate field is a basic field of Yakutian Gas Production Centre. In the nearest years the field must become a foundation for resource base of the «Power of Siberia» gas pipeline being under construction now. Geological surveys in 2015–2017 are aimed at additional prospecting of open hydrocarbon deposits in the terrigenous sedimentations of Lower Vendian system and at their preparation for industrial operation.

It is known that carbonate rocks, including their dense sorts, have a property of fluid conductivity. So, analysis of geological-geophysical materials on the Chayanda field testifies that a dolomite stratum of the upper-buk subsuite of Upper Vendian system, which is now considered to be a cover of hydrocarbon deposit in Botuoba horizon, is not a reliable fluid trap. Besides, in two wells of a northern block in the open shaft of this layer the industrial gas inflows were obtained (nearly 200 ths m³ per day) in the course of inflow tests. The stratum is heterogeneous and is presented by inter-stratifying porous and dense diversities in inhomogeneously mudded off dolomites with lens-kind inter-layers of argillites. Probably, sandstones of Botuoba horizon and upper dolomite stratum at the separate blocks of the field form united natural gas-oil-bearing reservoir. That's why collecting properties of this stratum are to be studied specially.

Up to now the Chayanda field is considerably underinvestigated. Perhaps, besides productive terrigenous horizons of Lower Vendian system (Talakh, Khamakin and Botuoba), the carbonate deposits of Upper Vendian and Lower Cambrian systems are also promising. According to logging data and results of core studying, in Upper Vendian and Lower Cambrian profile there are prospective, not tested on inflow porous-cavernous strata of dolomites, being blocked with reliable fluid traps – layers of salts.

So, carbonate rocks of Upper Vendian and Lower Cambrian systems, as well as interim thicknesses of hydrocarbons' dispersion should become an object of detailed studying as possible source for considerable increase of hydrocarbon reserves at the Chayanda field.

References

Safronov A.F. Productive horizons of the Chayanda field (Sakha-Yakutiya): structure, genesis / A.F. Safronov, A.V. Bubnov, I.A. Gerasimov et al. // *Geologiya i geofizika*. – 2001. – № 11–12. – P. 1954–1966.

Kruchkov V.Ye. Lithologic-phase and geodynamical conditions of Chayanda field Vendian deposits forming /

V.Ye. Kruchkov, A.G. Medvedev, I.B. Izvekov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian gas-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – № 1 (9). – P. 194–201.

Ivchenko O.V. Influence of fault tectonics on the oil-and-gas-bearing capacity of Vendian–Lower-Cambrian deposits at the southern regions of the Siberian platform (Nepa-Botuoba anticline and contiguous territories) / O.V. Ivchenko, Ye.Ye. Polyakov, M.V. Ivchenko // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 40–59.

Nowadays the region of Nepa-Botuoba anticline is the main oil-gas-bearing area in the Sakha (Yakutiya) Republic and the Irkutsk region. Here a large amount of geological surveys is being carried out including 3D-seismics. As a result of reinterpreting profiles got in previous years and interpreting new data the notion about structure and tectonics of oil and gas fields changes. Revelation of fault tectonics influence on the oil-gas-bearing capacity of structures will enable to improve design procedure for development of fields and to determine optimum locations of extractive wells being developed.

Tectonic factor makes a considerable impact on generation and accumulation of hydrocarbons. Essential part of hydrocarbon fields is dated to fault anticlinal structures of various orders. In respect to mentioned territory tectonic factor is of special importance due to complicatedness of sedimentary cover structure: in particular due to linear folding, lots of faults and trap intrusions, development of karst processes. Tectonic development of the region directly influenced the character of hydrocarbon deposits' localization. In order to determine their affiliation with structures one should study ancient structural plan, but not a modern one.

In this article most attention is paid to disjunctive breaks, which execute two main tasks in the examined region: they demarcate different blocks of one deposit and screen hydrocarbon flows at an external loop of the deposit.

Saturation of sediments with magmatic rocks in the central regions of the Siberian Platform is insignificant. They amount to nearly 3 % of platform cover volume (this is much less than in the north-west regions of Siberian Platform) and are presented mostly by stratum intrusive bodies (sills). Transversal bodies (dikes) demonstrate limited areal distribution. Trap magmatic formations bed stratigraphically higher than the main productive horizons of the anticline (only districts of Usolye and Upper Danilov reservoirs are situated within the zone of their influence) at more than 30 stratigraphic levels in Vendian–Lower-Cambrian carbonate and haloid-carbonate sediments of Lower-, Middle- and Upper-Danilov, Usolye, Elgyay, Lower- and Upper-Tolbachk, Olekminsk and Chara regional cyclites. These traps slightly influence the oil-gas-bearing capacity of sediments. Structures of exogenous

nature are developed predominantly in the upper part of the Nepa-Botuoba sedimentary cover. Main are the karst-connected sediments.

References

Shemin G.G. Tectonic preconditions for oil-and-gas-bearing of Nepa-Botuoba anticline / G.G. Shemin // New data on geology and oil-gas-bearing of Lena-Tungus province. – Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1982. – P. 40–47.

Topeshko V.A. Types of oil and gas deposits at the southern part of Siberian Platform / V.A. Topeshko, L.V. Ryabkova // *Geologiya i geofizika.* – 2000. – V. 41. – № 6. – P. 896–904.

Migurskiy A.V. Trap magmatism and Nepa dislocations. Tectonics of the oil-gas-bearing regions of Siberia / A.V. Migurskiy. – Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1983. – P. 97–103.

Migurskiy A.V. On thrusts at the north of Baykal-Patom Plateau in connection with oil and gas research / A.V. Migurskiy, V.S. Staroseltsev // Procedural problems in search, prospecting and exploration of oil and gas fields in Yakut Autonomous Soviet Socialist Republic. P. 1: theses. – Yakutsk: Yakutsk subsidiary of Siberian branch of USSR Academy of Sciences, 1983. – P. 33–35.

Archevov V.B. Block divisibility and oil-gas-bearing capacity of Siberian Platform / V.B. Archevov, E.A. Bazanov et al. // *Petroleum and gas geology at the turn of the century. V. 1: Principles of petroleum geology.* – Sankt-Petersburg, 1999 – P. 156–162.

Stoyanov S.S. Machinery of faults' generation / S.S. Stoyanov. – Moscow: Nedra, 1977. – 143 p.

Topeshko V.A. Chona zone of oil and gas accumulation / V.A. Topeshko, L.V. Ryabkova, T.A. Burshtein et al. // *Geology and problems of search for new big oil and gas fields in Siberia. P. II.* – Novosibirsk, 1996. – P. 102–104.

Safronov A.F. Zones of oil and gas accumulation at the north-east of Nepa-Botuoba anticline / A.F. Safronov // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy.* – Moscow: All-Russia Research Institute for Organization, Management and Economics of Oil and Gas Industry, 2006. – № 7. – P. 18–24.

Tomilova N.N. Local forecast for oil and gas bearing according to lithology data and results of geophysical research of wells / N.N. Tomilova // *Genesis of hydrocarbon fluids and fields.* – Moscow: GEOS, 2006. – P. 303–312.

Yurova M.P. Fault-block patterns for hydrocarbon deposits at the Mirnyy arch of Nepa-Botuoba anticline / M.P. Yurova, N.N. Tomilova // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian gas-producing regions up to 2030.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – № 1 (9). – P. 139–147.

Berzin A.G. Peculiarities in generation of multi-strata hydrocarbon deposits in the fields of Nepa-Botuoba

anteclise / A.G. Berzin, I.V. Rudykh, S.A. Berzin // *Geologiya nefi i gaza*. – 2006. – № 5. – P. 14–20.

Shemin G.G. Vendian and Lower Cambrian cycle stratigraphy for central regions of Siberian Platform / G.G. Shemin. – Novosibirsk: Siberian Branch of RAS, 1991.

Shemin G.G. Geology and outlooks for Vendian and Lower Cambrian oil-gas-bearing capacity of Siberian Platform regarding its central regions (Nepa-Botuoba and Baykit anteclises, Katanga saddle) / G.G. Shemin. – Moscow: Siberian branch of RAS, 2007. – 467 p.

Melnikov N.V. Forecast for presence of reservoirs in Paleozoic sediments of Siberian Platform / N.V. Melnikov // *Geology and oil-gas-bearing capacity of Lena-Tungus province*. – Moscow: Nedra, 1977. – P. 146–150.

Melnikov N.V. Cycle-stratigraphic scheme of Vendian and Lower Cambrian sediments at the south of Siberian Platform / N.V. Melnikov // *Regional stratigraphy of oil-gas-bearing provinces in Siberia*. – Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1985. – P. 49–58.

Chechel E.I. Correlation of salt and carbonate formations at the south-east of Irkutsk amphitheater / E.I. Chechel // *Comparative analysis of formations*. – Moscow: Nauka, 1969. – P. 113–122.

Melnikov N.V. Uncompensated troughs and zones of salts' washing-out in profile at the south of Siberian Platform. New data on geology and oil-gas-bearing capacity of Siberian Platform / N.V. Melnikov, A.O. Efimov, I.G. Safronova et al. // Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1980. – P. 36–50.

Shemin G.G. Tectonic preconditions for oil and gas presence at the Nepa-Botuoba anteclise / G.G. Shemin // *New data on geology and oil-gas-bearing capacity of Lena-Tungus province*. – Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1982. – P. 40–47.

Sherman S.I. Area of faults' dynamic influence / S.I. Sherman, S.A. Bernyakov, V.Yu. Buddo. – Novosibirsk: Nauka, Siberian branch, 1983. – 112 p.

Shemin G.G. Period, when oil and gas traps generated in Lena-Tungus province / G.G. Shemin // *Geology of oil and gas fields at the Siberian Platform*. – Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1984. – P. 9–19.

Kontorovich A.E. Oil-gas-bearing provinces and regions of Siberian Platform / A.E. Kontorovich et al. // *Geology and oil-gas-bearing capacity of Siberian Platform*. – Novosibirsk, 1975.

Vorobyev V.N. Patterns of oil and gas deposits' location in sediments of Vendian-Cambrian terrigenous complex at Siberian Platform / V.N. Vorobyev // *Oil-gas-bearing capacity of Siberia and Far East*. – Novosibirsk: Nauka, Siberian branch, 1981. – P. 48–55.

Vorobyev V.N. Stratigraphic discrepancy in south and central regions of Siberian Platform / V.N. Vorobyev // *New data on geology and oil-gas-bearing capacity of Lena-Tungus province*. –

Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1982. – P. 4–8.

Vorobyev V.N. Principles of prognosticating oil and gas deposits in Osa horizon of Nepa-Botuoba anteclise / V.N. Vorobyev et al. // *Geological aspects of mastering oil and gas resources in Yakutiya*. – Yakutsk: Yakutsk subsidiary of Siberian branch of USSR Academy of Sciences, 1988. – P. 25–33.

Yefimov A.O. Traps in Cambrian sediments of the Middle-Botuoba field / A.O. Yefimov // *Patterns for location of oil and gas agglomerations at the Siberian Platform*. – Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1979. – P. 49–55.

Yefimov A.O. Correlation of Vendian–Lower-Cambrian complexes of The Middle-Botuoba field / A.O. Yefimov // *New data on geology and oil-gas-bearing capacity of Lena-Tungus province*. – Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1982. – P. 47–53.

Zolotov A.N. Tectonics and oil-gas-bearing capacity of the ancient thicknesses / A.N. Zolotov. – Moscow: Nedra, 1982. – 240 p.

Samsonov V.V. Irkutsk oil-gas-bearing basin / V.V. Samsonov. – Irkutsk: Vostochno-Sibirskoye knizhnoye izdatelstvo, 1975. – 196 p.

Staroseltsev V.S. Influence of the post-trap tectonic movements on migration of hydrocarbons in Tungus syncline / V.S. Staroseltsev // *Geologiya i geofizika*. – 1978. – № 9. – P. 49–58.

Shemin G.G. Thrusts at the south-east of Siberian Platform / G.G. Shemin // *Geologiya i geofizika*. – 1989. – № 11. – P. 32–38.

Shemin G.G. Disjunctive tectonics of Vendian and Lower Cambrian sediments at Markovo field / G.G. Shemin // *New data on tectonics and oil-gas-bearing capacity of Siberian regions*. – Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, 1979. – P. 26–30.

Gonshakova V.I. Some features of trap intrusions' localization and embedding in south-eastern part of Siberian Platform / V.I. Gonshakova // *Bull. Acad. Sci. USSR, Geology*. – 1958. – № 8. – P. 38–50.

Pek A.A. On intrusive ability of magmatic melts at dyke generation / A.A. Pek // *Bull. Acad. Sci. USSR, Geology*. – 1968. – № 7. – P. 3–14.

Lebedev A.P. Trap formation in central part of Tungus basin / A.P. Lebedev. – Moscow: Publishers of USSR Academy of Sciences, 1955. – 197 p.

Levinson-Lessing F.Yu. Traps of Tulun-Udinsk and Bratsk regions of Eastern Siberia / F.Yu. Levinson-Lessing et al. // *Proc. of USSR Productive Forces Council. Siberian series*. – 1932.

Antsiferov A.S. Geology of oil and gas at Siberian Platform / A.S. Antsiferov, V.E. Bakin, I.P. Varlamov et al. – Moscow: Nedra, 1981. – 550 p.

Khodkov A.Ye. To estimation of manifestation scale and geological role of hydrogeological processes in the Angara-Lena basin / A.Ye. Khodkov // *Vestnik*

of Leningrad State University. *Geology and Geography series.* – 1967. – № 24. – Iss. 4. – P. 30–40.

Vologodskiy G.P. Karst of Irkutsk amphitheater / G.P. Vologodskiy. – Moscow: Nauka, 1975. – 124 p.

Migurskiy A.V. Disjunctive tectonics and oil-gas-bearing capacity of platform regions: synopsis of theses ... dr. of geology and mineralogy / A.V. Migurskiy. – Novosibirsk, 1997. – 40 p.

Zhukov V.S. Influence of different types of porosity on filtrational-capacitive properties of reservoirs (by the example of the Chayanda field) / V.S. Zhukov, V.V. Motorygin // Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 60–64.

For reliable calculation of reserves and preparation of a project for hydrocarbon field development it is necessary to take into account the nature of influence of intergranular and fissure porosity and their proportions on filtrational-capacitive properties of rocks. Many programs for hydrodynamical modelling of field operation processes foresee availability of data on fissure porosity within the framework of double porosity.

Some samples of Vendian sandstone from the Chayanda fields with open porosity of 3,2–18,3 % in atmospheric conditions have been studied. Their fissure porosity varies from 0 % up to 0,94 %, making up in average 0,5 % in conditions, modelling stratum conditions. Average value of intergranular porosity equals to 10,6 % (range of variations makes up 2,0–17,3 %). Part of fissure porosity in total porosity constitutes in average 5,81 %, reaching maximum of 21 %.

It is shown that for given collection of rock samples total gas permeability is close to permeability governed by intergranular porosity. But increasing of fissure/total porosities ratio leads to decrease of gas permeability due to the fact, that fissure/total porosities ratio grows with decrease of total porosity. Naturally, part of fissure porosity will increase at small values of total porosity.

An empiric relation between gas permeability and total specific electric conductivity has been acquired. It allows to estimate gas permeability rather fair (the accuracy of approximation $R^2 = 0,83$, correlation factor $r = 0,69$).

As a result the influence of each porosity type on such filtrational-capacitive rock properties as total porosity, gas permeability and electric conductivity has been estimated. These properties are often used for calculating reserves and designing fields' development.

References

Manual on calculating geological reserves of oil and gas by volumetric method / ed. by V.I. Petersilye, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko. – Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute; Tver: Tvergeofizika, 2003. – 259 p.

Zhukov V.S. Estimation of reservoirs' fissuring according to velocity of elastic waves / V.S. Zhukov // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of*

Russian gas-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – № 1 (9). – P. 148–152.

Zhukov V.S. Estimation of Orenburg field reservoirs' fissuring according to data on velocity of longitudinal wave / V.S. Zhukov, O.V. Iselidze // *Vesti gazovoy nauki: Actual questions of studying strata systems in hydrocarbon fields. P. 1. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – № 1 (6). – P. 175–182.*

Zhukov V.S. Estimation of reservoirs' fissuring according to data on velocity of longitudinal wave on example of one of the fields in Eastern Siberia / V.S. Zhukov, O.V. Iselidze // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian gas-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – № 1 (9). – P. 153–157.*

Tiab J. Petrophysics: theory and practice of studying reservoir properties of rocks and movement of stratum fluids: transl. from Engl. / J. Tiab, Earl Ch. Donaldson. – 2nd ed. – Moscow: Premium-Inzhiniring, 2011. – 866 p.

Podurushin V.F. Tectonics of the Otradnyy gas-condensate field (South Yakutiya) / V.F. Podurushin // Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 65–70.

The object of the study was the Otradnyy gas-condensate field situated in the southern foreland of the Siberian platform. The research task was the structural-tectonic interpretation of the two seismic cross-sections. The technique included the reflection event tracking and the following structural-paragenetic analysis of the image. As a result the gas field structure has been updated and some new gas prospects have been discovered.

The dominant elements of the field basement structure are the rectilinear inclined faults. The graben-like structure is outlined in the South-East of the area, where the basement roof subsides and at the same time a geological column is built up with probable Riphean deposits. An inversion anticline which may be a gas trap is situated above one of the graben's faults. The main element of the sedimentary cover structure is a big thrust. Within the gas field area it rises from the Upper Vendian up to the Lower Cambrian salt. In the elevation segment the thrust structure is dramatically complicated by a lot of overthrust faults and duplexes.

The autochthon lower part beds are slightly curved due to the thrust pressure and form a gently sloping anticline which includes the gas-condensate pool. The reservoir is formed by cavities and cracks in the brittle dolomites. The autochthon upper part has suffered a strong lateral pressure of the allochthonous sheets. In the vicinity of the detachment the autochthon beds have been intensively folded, shortened and expanded due to the material delivery.

Passing from the basement into the cover autochthon part the subvertical Central fault divides into three branches which form the vertical echelon structure. The block situated between the two branches of the structure is upstanding and forms a potential gas trap.

Two plates are marked out within the allochthon. The upper plate is the basic, the lower one is limited by the basement graben-like depression. Numerous duplexes and near-fault folds have been developed into the allochthon, but they have poor gas-bearing potential because of the great number of faults which provide drainage from the reservoirs.

References

Bobrov A.K. Geology of the Baikal foreland edge depression. Structure and outlooks for oil-and-gas bearing capacity / A.K. Bobrov. – Moscow: Nauka, 1964. – 228 p.

Sizykh V.I. Overthrust-thrust tectonics of the margins of ancient platforms: abstract of thesis ... dr. geology and mineralogy / V.I. Sizykh. – Irkutsk: SB RAS Institute of the Earth's crust, 2000. – 96 p.

Burova I.A. Carbonate reservoirs of Vendian–Lower-Cambrian oil-and-gas-bearing complex of the Eastern Siberia / I.A. Burova // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika.* – 2010. – V. 5. – № 2. – 18 p. – http://www.ngtp.ru/rub/4/23_2010.pdf

Chernenko V.B. Quick calculation of hydrocarbon reserves of the Otradnyy gas-condensate field (as of 01.01.2010): report. V. I: Text / V.B. Chernenko, M.M. Soloshchak, A.M. Krotov. – Lensk: Sakhatransneftegaz, 2010. – 47 p.

Kushmar I.A. Re-calculation of hydrocarbon reserves (free gas and condensate) in the Telgespit horizon of Sakha (Yakutiya) Republic Otradnyy gas-condensate field as for 01.01.2013: report / I.A. Kushmar, V.I. Mitasov, V.P. Semenov et al. – Sankt-Petersburg: VNIGRI Neftegaz, 2013. – 163 p.

Tectonics, geodynamics and metallogeny of Sakha (Yakutiya) Republic territory / resp. ed. L.M. Parfenov, M.I. Kuzmin. – Moscow: Nauka/Interperiodica, 2001. – 571 p.

Migurskiy A.V. New trends of oil-and-gas-field works at the Fore-Patom regional depression (Siberian Platform) / A.V. Migurskiy, A.S. Yefimov, V.S. Staroseltsev // *Geologiya nefi i gaza.* – 2012. – № 1. – P. 19–26.

Serezhenkov V.G. Thrust tectonics and oil-gas-bearing of the Fore-Patom depression / V.G. Serezhenkov, V.S. Sitnikov, N.A. Arzhakov et al. // *Geologiya nefi i gaza.* – 1996. – № 9. – P. 4–10.

Gayduk V.V. Thrust structures of Nyuya-Dzherba depression / V.V. Gayduk, S.Yu. Sevostyanov, A.A. Yegoshin et al. // *Geological structure and minerals of Sakha (Yakutiya) Republic. V. 1: Regional geology.* – Yakutsk: SB RAS Yakut Institute for Geological Sciences, 1997. – P. 33.

Larionova T.I. Pa-linspastic reconstructions of Nyuya-Dzherba depression plicate-thrust dislocations being promising objects for oil-and-gas-field works (Siberian platform) / T.I. Larionova // *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovukh mestorozhdeniy.* – 2011. – № 12. – P. 32–37.

Archegov V.B. History of oil-gas-geological works at the territory of Siberian Platform and contiguous structures / V.B. Archegov, V.A. Stepanov // *Neftegazo-*

vaya geologiya. Teoriya i praktika. V. 4. – 2009. – № 4. – http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2009.pdf

Savchenko V.P. Formation, prospecting and development of oil and gas fields / V.P. Savchenko. – Moscow: Nedra, 1977. – 414 p.

Danilov V.N. Outlooks for supplementation of raw materials reserves at the Vuktyl oil-gas-condensate field / V.N. Danilov // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 71–78.

Despite high depletion Vuktyl oil-gas-condensate field up to now is the main center of gas extraction in Komi Republic. However, technological functioning of the gas field together with conjugate group of small-reserve fields and Sosnogorsk gas-processing plant requires to upkeep base of raw materials and levels of production.

Middle-Devonian sediments, being one of the dominant complexes of Timan-Pechora oil-and-gas-bearing province, could become a source for maintaining the base of raw materials. At the territory of Upper-Pechora depression they are poor and have low collecting properties. Main thicknesses of terrigenous Devonian have been accumulating within grabens of Pechora-Kolva aulacogene, including Pechora-Kozhva megaswell, which south-eastern extremity submerges to the east of Vuktyl field into a zone of advanced folds of Urals. Up to now within the boundaries of this megaswell a lot of hydrocarbon fields have been discovered. Main reservoir thicknesses are dated for Middle-Devonian Givetian-layer sediments and for Yaran horizon of Lower Frasnian sublayer. Here one can find sandy strata of considerable thickness with good filtrational-capacitive properties.

It is indirectly proven by the results of surveys carried out to the east of Vuktyl area, where in 1970s the gas inflows with debits up to 300 ths m³ per day have been gotten. In case of estimative prospecting one could expect discovery of fields, allowing supplementation of Vuktyl oil-gas-condensate field reserves.

References

Teplov Ye.L. Natural reservoirs of oil-and-gas-bearing complexes at Timan-Pechora province / Ye.L. Teplov, P.K. Kostygova, Z.V. Larionova et al. – Sankt-Petersburg: Renome, 2011. – 286 p.

Belyakova L.T. Foundation of Timan-Pechora oil-and-gas-bearing basin / L.T. Belyakova, V.I. Bogatskiy, B.P. Bogdanov et al. – Kirov: Kirov regional printing-works, 2008. – 288 p.

Dobrolubova T.A. Tectonics and stratigraphy of coal sediments along Podcherem river at Pechora basin / T.A. Dobrolubova // *Proc. of Institute for Exploration of North.* – Moscow, 1926. – Is. 32. – P. 5–32.

Dobrolubova T.A. Geologic research along the Vuktyl river at Pechora basin / T.A. Dobrolubova // *Proc. of Institute for Exploration of North.* – Moscow, 1926. – Is. 32. – P. 33–61.

Belyayeva N.V. Deep structure of western Urals decline nearby Soch anticline (according to data on drilling of 1-Upper-Soch parametric well) / N.V. Belyayeva, V.V. Yudin, A.A. Korzun et al. – Syktyvkar: SC UB RAS Institute of Geology Komi, 1997. – 80 p.

Roeder D. Fold-thrust belts at Peak Oil / D. Roeder, Goffey G.P., Craig J. et al. // Hydrocarbons in contractual belts. – London: Geological Society, 2010. – V. 348. – P. 7–31.

Sobornov K.O. Options for increasing the resources base of gas production in the fold belts of Russia / K.O. Sobornov // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 56–61.

Jerar K. Program of geological surveys at the El Assel licensed site in Algeria and a perspective blocks in Bolivia and Venezuela / K. Jerar, A.N. Timonin // Proc. of XIV Coordinate geological meeting. – Moscow: Gazprom expo, 2009. – P. 193–210.

Danilov V.N. Problems and outlooks for exploration of deep horizons of Timan-Pechora oil-gas-bearing basin / V.N. Danilov // Geology, development, operation of fields in Timan-Pechora province. Gas transportation. Problems, decisions, outlooks: collected sci.-tech. papers. B. 2: Geology and drilling. – Ukhta, 2000. – P. 41–71.

Akimov V.V. Oil-gas-condensate complexes and their fluid traps as a guarantee of perspectiveness of the Korotaikha depression structures / V.V. Akimov // Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 79–82.

Sufficient mineral base in form of current reserves and not-discovered resources is of fundamental importance for development of oil and gas industries in any country. Korotaikha depression of Timan-Pechora oil-gas-bearing province is a promising but poorly researched territory for oil and gas prospecting.

Six parametric, two exploratory and 20 structural and coal-exploratory wells (BK-1–5, 11, 12, 14–16 et al.) are drilled within the boundaries of the depression. According to results of wells' drilling non-industrial inflows of oil and gas have been obtained, as well as some data on velocity performance of sediments. But there is no univocal estimation of oil-and-gas bearing capacity of this region.

In the article five possible Korotaikha-region oil-and-gas bearing complexes are described. They are outlined by analogy with south-adjacent Kosyu-Rogov depression and west-adjacent Varandey-Adz'va structural zone. Two complexes are similar in types of possible reservoir rocks, which outlooks for oil-gas-bearing depend on outlining of rift-spreading zones. In connection with structural features some ways for screening these sediments are listed. Other oil-gas-bearing complexes belong to a couple of absolutely diverse structural floors with different reservoir rocks and intrinsic properties of fluid traps.

Some trends worthy of attention during geological surveys aimed at acknowledgement of hydrocarbon deposits' presence in exposed structures and at exposition of new hydrocarbon agglomerations are singled out.

References

Kolesnik Ye.S. Report on works of Eastern-Tamyakhinskaya seismologic party № 20890 / Ye.S. Kolesnik. – Vorkuta, 1990.

Prishchepa O.M. Korotaikha depression as a promising trend for oil and gas prospecting in Timan-Pechora province / O.M. Prishchepa, L.A. Orlova, O.V. Chumakova // Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovukh mestorozhdeniy. – 2008. – № 12. – P. 9–19.

Dyakonov A.I. Evolutionary-genetic estimation of gas-oil potential of autochthons and allochthons at Fore-Urals marginal depression / A.I. Dyakonov, T.A. Ovcharova, S.V. Shelemey et al. – Ukhta: Ukhta State Technical University, 2008. – 76 p.

Tarbayev B.I. Study of Timan-Pechora province geological conditions aimed at making recommendations for gas-prospecting drilling / B.I. Tarbayev et al. – Ukhta, 1988.

Gruzdev A.M. Analysis of geological-geophysical materials on sites of Ukhtaneftgeologiya Industrial Geological Society, which were withdrawn from prospecting drilling with negative results / A.M. Gruzdev. – Ukhta, 1991.

Prishchepa O.M. New conception of tectonic and oil-gas-geological zoning of Timan-Pechora oil-gas-bearing province / O.M. Prishchepa, V.I. Bogatskiy, V.N. Makarevich et al. // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2011. – V. 6. – № 4. – http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf

Kurilchik V.A. Report on works of Vashutinskaya seismologic party № 20186 / V.A. Kurilchik et al. – Vorkuta, 1990.

Afanasenkov A.P. Shale oil in Russia: from myths to reality / A.P. Afanasenkov, V.I. Pyryev, V.A. Skorobogatov // Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 83–97.

Bit by bit the so-called shale revolution which is going on in Northern America covers more and more countries in the World, which either initially had small resources/reserves of traditional oil and gas or have considerably exhausted own interior potential by now. Theoretical studies, technological experiments and estimating of hydrocarbon resources and even probable industrial recoverable oil and gas reserves in shale (clay-siliceous-terrigenous) formations are being held since 2010 in Western Europe, China, India, Algeria, Argentina et al.

Since 2011–2012 a real boom of publications, mostly of pseudo- or near-scientific kind, may be observed in Russian media. It seems, that each a little bit looking into an oil-and-gas matter expert deems it his duty to proclaim own point of view (most often

at compilative-amateur level) regarding complicated and in many respects obscure (even for professionals) problem of forming and industrial mastering of oil-and-gas-shale fields in the World and in Russia. It comes down to «resource oddities», when shale resources are being estimated for such regions as Western Siberia, Volga-Urals basin, Ciscaucasia et al.

Authors of this paper are being concerned with a problem of shale hydrocarbons (including shale oil) over several decades. In this paper particular factual and scientific analytic materials on oil-gas-bearing capacity of Bazhenovo suite (Titon-Volga layer) in Western-Siberian oil-gas-bearing province and brief information on domanik formation (Franiian–Turonian) of Volga-Urals oil-gas-bearing province are discussed. These data have been being gathered for 40 years (since 1976 up to 2015 inclusively) of studying and testing oil potential of classic bitumen-generating – petroleogenetic – thicknesses in sedimentary basins of Northern Eurasia, in particular – «petroleum bitumens» being cubically dissipated in accommodating rocks of complex lithologic structure. There is information on: state-of-the-art content (from 6–7 to 17–20 % and more) and area distribution of sapropelic organic matter; level of its catagenesis, judged by coal inclusions from top horizons of Tyumen suite (Bathonian), laying 10–30 m lower than Bazhenovo suite; thermobaric conditions; physical-chemical properties of oils and gases. These are the results of measuring samples, acquired in course of testing and approbating Bazhenovo horizon J₀, presented with fissured-porous reservoirs.

Conditions of ontogenesis and masses of oil generation in Bazhenovo suite and domanik rocks are analysed in details. Finally some author's estimations of extractable resources of shale oil at Western-Siberian and Volga-Urals oil-gas-bearing provinces and in Russian in the whole are quoted.

References

- Ampilov Yu.P.* Shale oil of Russia. Outlooks for extraction in conditions of sanctions and drop of oil prices / Yu.P. Ampilov // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – March. – P. 24–30.
- Zharkov A.M.* Estimation of Russian shale hydrocarbons potential / A.M. Zharkov // Mineralnyye resursy Rossii. Ekonomika i upravleniye. – 2011. – № 3. – P. 16–21.
- Stupakova A.V.* Myths about shale gas / A.V. Stupakova, D.V. Mitronov // Oil&Gas Journal Russia. – 2014. – October. – P. 28–37.
- Tsvetkov L.D.* Slate oil of Russia / L.D. Tsvetkov, N.L. Tsvetkova // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 219–230.
- Vasoyevich N.B.* Geochemistry of organic matter and origin of oil / N.B. Vasoyevich // Selected works. – Moscow: Nauka, 1986. – 366 p.
- Rodionova K.F.* Geochemistry of organic matter and petroleogenetic phanerozoic rocks / K.F. Rodionova, S.P. Maksimov. – Moscow: Nedra, 1981. – 368 p.
- Tissot B.* Petroleum formation and occurrence: transl. from Engl. / B. Tissot, D. Welte. – Moscow: Mir, 1981. – 501 p.
- Uspenskiy V.A.* Introduction to petroleum geochemistry / V.A. Uspenskiy. – Moscow: Nedra, 1970.
- Hunt J.* Petroleum and gas geochemistry and geology: transl. from Engl. / J. Hunt. – Moscow: Mir, 1982. – 703 p.
- Skorobogatov V.A.* Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives / V.A. Skorobogatov // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 8–26.
- Gurari F.G.* Conditions of forming and manual for oil deposits search in argillites of Bazhenovo suite / F.G. Gurari et al.; ed. F.G. Gurari. – Moscow: Nedra, 1988.
- Dorofeeva T.V.* Local forecast for Bazhenovo suite oil deposits / T.V. Dorofeeva, M.G. Aristarkhov, Ye.Yu. Blinkova et al. – Moscow: Nedra, 1992.
- Skorobogatov V.A.* Gigantic gas-containing fields of the World: patterns of location, conditions of forming, reserves, outlooks for new discoveries / V.A. Skorobogatov, Yu.B. Silantsev. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – 240 p.
- Stroganov L.V.* Gases and oils of early generation of Western Siberia / L.V. Stroganov, V.A. Skorobogatov. – Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. – 414 p.
- Brekhuntsov A.M.* Oils of bituminous-siliceous-clayey and carbonate-siliceous-clayey rocks / A.M. Brekhuntsov, I.I. Nesterov // Gornyye vedomosti. – 2011. – № 6. – P. 30–61.
- Gurari F.G.* Regional forecast for industrial agglomerations of hydrocarbons in domanikits / F.G. Gurari // Geologiya nefi i gaza. – 1984. – № 2. – P. 1–5.
- Dorofeyeva T.V.* Oil reservoirs of Western Siberia Bazhenovo suite / T.V. Dorofeyeva, S.G. Krasnov, B.A. Lebedev et al. – Leningrad: Nedra, 1983.
- Zubkov M.Yu.* Organic matter of Salym field Bazhenovo suite / M.Yu. Zubkov, N.M. Zubareva, A.Kh. Sayfullina // Geologiya nefi i gaza. – 1988. – № 5. – P. 19–25.
- Lopatin N.V.* Bazhenovo suite of Western-Siberian basin: petroleum-generating properties and catagenetic maturity / N.V. Lopatin, T.P. Yemets // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. – 2002. – № 7. – P. 2–17.
- Nemova V.D.* Efficient approaches to studying and prediction of oil-gas-bearing capacity of Bazhenovo suite sediments / V.D. Nemova, Ye.P. Atasheva, I.V. Panchenko et al. // Geologiya nefi i gaza. – 2014. – № 6. – P. 36–47.
- Ushatinskiy I.N.* Lithology and prospects for oil-gas-bearing capacity of Jurassic- Neocomian bituminous sediments in Western Siberia / I.N. Ushatinskiy // Sovetskaya geologiya. – 1981. – № 2. – P. 11–22.
- Kontorovich A.E.* Lithology, organic geochemistry and conditions of main Bazhenovo suite rock types for-

ming / A.E. Kontorovich, V.N. Melenevskiy, Yu.N. Zanin et al. // *Geologiya i geofizika*. – V. 39. – 1988. – № 11. – P. 1477–1491.

Melenevskiy V.N. Concerning genesis of Bazhenovo suite organic matter / V.N. Melenevskiy // *Geologiya i geofizika*. – 2000. – V. 41. – № 1. – P. 71–79.

Slavkin V.S. Some aspects of geological structure and outlooks for oil-gas-bearing of Bazhenovo suite in the west of Latitudinal Near-Ob / V.S. Slavkin, A.D. Alekseyev, V.N. Koloskov // *Neftyanoye khozyaystvo*. – 2007. – № 8. – P. 100–104.

Yermakov V.I. Thermal field and oil-gas-bearing capacity of young USSR plates / V.I. Yermakov, V.A. Skorobogatov. – Moscow: Nedra, 1986. – 221 p.

Bogorodskaya L.I. Kerogen of Togur suite in Western Siberia as a representative of organic matter of lacustrine-phase petroleogenetic rocks / L.I. Bogorodskaya, V.N. Melenevskiy, A.S. Fomichov // *Geologiya i geofizika*. – 2000. – V. 42. – № 5. – P. 766–772.

Vasenina D.I. Geochemical features of domanikoid sediments at Perm Territory / D.I. Vasenina, I.S. Batova, A.V. Solovyeva et al. // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*. – 2014. – № 7. – P. 115–120.

Zaydelson M.I. Peculiarities of generation, migration and accumulation of hydrocarbon from domanikoid formations / M.I. Zaydelson, Ye.Ya. Surovikov, L.L. Kazmin et al. // *Geologiya nefi i gaza*. – 1990. – № 3. – P. 2–5.

Neruchev S.G. Oil-gas-generation in domanik-type sediments / S.G. Neruchev, Ye.A. Rogozina, G.M. Parparova et al. – Leningrad: Nedra, 1986. – 247 p.

Dmitriyevskiy A.N. Shale gas as a new trend of world raw hydrocarbons' market / A.N. Dmitriyevskiy, V.I. Vysotskiy // *Gazobaya promyshlennost'*. – 2010. – № 8. – P. 44–47.

Gulev V.L. Alternative gas and oil resources / V.L. Gulev, N.A. Gafarov, V.I. Vysotskiy et al. – Moscow: Nedra, 2014. – 284 p.

Prishchepa O.M. Oil and gas of low-permeable shale thicknesses as a reserve of Russian base of raw hydrocarbons / O.M. Prishchepa, O.Yu. Averyanova, A.A. Ilinnskiy et al.; ed. O.M. Prishchepa // *Proc. of All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI)*. – Sankt-Petersburg: VNIGRI, 2014. – 323 p.

Parfenova T.M. Geochemical preconditions for oil-bearing capacity of Cambrian sediments in Lena-Amga interfluvium (oil-gas-bearing region – east of Siberian Platform) / T.M. Parfenova, I.V. Korovnikov, V.N. Melenevskiy et al. // *Geologiya nefi i gaza*. – 2009. – № 1. – P. 87–91.

Bazhenova T.K. Resource estimation of shale thicknesses at the East of Russia / T.K. Bazhenova, Ye.P. Margulis // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy*. – 2015. – № 5. – P. 25–30.

Krylov N.A. Trends for further search of hydrocarbon deposits at the Usturt region of Uzbekistan /

N.A. Krylov, Yu.I. Zabolotnaya, A.Ya. Grizik // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 98–111.

In 2006–2014, PAO «Gazprom» carried out huge amount of field geophysical works, exploration and test boring and thematic research within the boundaries of Eastern Usturt. Analysis of results enabled to estimate in a new fashion possible trends in geological prospecting at the Uzbek part of Usturt.

Direct positive output of exploration is discovery of the Jel gas field at Shakhpakhty grade with Lower, Middle and Upper Jurassic deposits. First of all, after 2006–2014 perspectives of Jurassic sediments of Kulbay-Atorbay depression and its boards have not been confirmed. Acquired data show, that at the territory of Eastern Usturt most promising is its southern part limited with Assakeaudan depression and Shakhpakhty grade. In a fund of Shakhpakhty grade there are two undeveloped structures – Northern Karaaudan and Ergazy. Fund of undeveloped structures in depression contains 7 sites including one prepared – Ergazy Prirazlomnaya.

Seismic surveys proved the presence of non-arc traps of different types in Jurassic sediments of Eastern Usturt. Such traps are being regarded as original research trend.

In respect to pre-Jurassic rocks authors distinguish two courses of works, which require different methodical approaches. These are 1) erosive-tectonic Paleozoic ledges and 2) traps inside Paleozoic complex. Industrial inflows of hydrocarbons from Paleozoic in the boundaries of Eastern Usturt have been acquired at the Kokchalak and Karachlak fields.

Top-priority research objects in the region are Jurassic sediments at the Ergazy and Ergazy Prirazlomnaya structures. Geological surveys connected with Paleozoic ledges can be carried out along with search of arc Jurassic deposits. Non-arc Jurassic traps and inside-Paleozoic traps require additional geophysical works.

References

Zabolotnaya Yu.I. New Djel field at Eastern Usturt of Uzbekistan / Yu.I. Zabolotnaya, V.V. Rybalchenko // *Theses of reports at II International practical conference «World gas resources and reserves and promising technologies of their exploration»*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – P. 33.

Akramkhodzhayev A.M. Features of geological structure, structural-tectonic, phase-lithologic and geochemical preconditions for oil-and-gas-bearing of Usturt Mesozoic sediments / A.M. Akramkhodzhayev, Kh.Kh. Avazkhodzhayev, A.A. Valiyev et al. – Tashkent: Fan, 1967. – B. 1. – 199 p.; B. 2. – 290 p.

Gafarov N.A. New opinion on outlooks for oil-gas-bearing capacity of Eastern Usturt / N.A. Gafarov, V.L. Gulev, S.M. Karnaukhov et al. // *Gazprom zarubezhneftegaz 2010: scientific-technical library*. – Moscow: Nedra, 2010. – V. 1. – 261 p.

Grizik A.Ya. Jurassic sandy-clayey sub-coal-bearing formation of Eastern Usturt and its gas-bearing

capacity / A.Ya. Grizik, Yu.I. Zabolotnaya, N.A. Krylov et al. // *Gazovaya promyshlennost'*. – 2010. – № 9. – P. 16–20.

Zabolotnaya Yu.I. Spreading patterns for reservoir rocks of Lower-Middle-Jurassic terrigenous formation at Eastern Usturt (Republic of Uzbekistan) / Yu.I. Zabolotnaya, V.V. Rybalchenko // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – P. 182–193.

Ibragimov Z.S. Oil and gas reservoirs in Jurassic sediments of Usturt / Z.S. Ibragimov, Zh.S. Samanov, A.Yu. Gulmukhamedov et al. – Tashkent: Fan, 1973. – 135 p.

Rybalchenko V.V. Reservoir rocks of Lower-Middle-Jurassic sandy-clayey formation at Eastern Usturt / V.V. Rybalchenko, Yu.I. Zabolotnaya // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozheniy*. – 2011. – № 4. – P. 10–15.

Grizik A.Ya. New data on structure and outlooks for oil-gas-bearing capacity of Eastern Usturt pre-Upper-Perm Paleozoic / A.Ya. Grizik, Yu.I. Zabolotnaya, N.G. Ivanova et al. – *Gazovaya promyshlennost'*. – 2010. – № 11. – P. 50–53.

Krylov N.A. Structural differentiation history of Eastern Usturt platform cover by materials of seismic prospecting: review / N.A. Krylov, M.S. Kucherya, A.Ya. Grizik et al. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – 86 p.

Khegay D.R. Features of Usturt oil-gas-bearing region tectonic structure with respect to sedimentary cover / D.R. Hegay, M.G. Yuldasheva // *Geologiya i mineralnyye resursy*. – 2008. – № 5. – P. 22–27.

Krylov N.A. About correct usage of «play» and «trend of geological surveys» concepts / N.A. Krylov, M.S. Kucherya // *Geologiya nefi i gaza*. – № 6. – 2010. – P. 2–7.

Krylov N.A. Forming non-random sample while searching for oil and gas fields / N.A. Krylov, Yu.I. Zabolotnaya // *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozheniy*. – 2004. – № 2–3. – P. 7–12.

Zabolotnaya Yu.I. Top-priority trends of geological surveys at the territory of Kyrgyzstan / Yu.I. Zabolotnaya, A.Ya. Grizik, V.V. Gubrenko, A.V. Vorozhbitskiy, R.F. Sadrtidinov // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 112–118.

PAO «Gazprom» realizes projects on search and mastering of raw hydrocarbons not only in Russia but also abroad. In the Kyrgyz Republic «Gazprom» intends to upgrade and complexly develop the oil-gas industry in order to reduce import of gas and petroleum derivatives, being supplied from neighbor Uzbekistan, due to own Kyrgyz resources, involvement of not exploited fields and deposits into exploitation and discovery of new hydrocarbon fields.

All the discovered oil and gas fields at the territory of Kyrgyz Republic are situated in Fergana oil-and-gas-

bearing area at Jalal-Abad and Batken regions. For the whole time more than 90 sites here were studied by means of boring. PAO «Gazprom» possesses two licenses for using depths for the purpose of geological surveys for oil and gas presence within the limits of Kugart area and Eastern Maylisu-IV site (the Sharkaratma structure at Maylisuy ledge, north of Fergana valley).

All discovered oil and gas fields of Kyrgyzstan, but for Maylisu-IV–Eastern Izbaskent, by initial extractable hydrocarbon resources are of small-scale type. Oil deposits concentrate mainly in Paleogene sediments, gas is accumulated mostly in Cretaceous.

Examining prior trends of hydrocarbon surveying in Kyrgyzstan one should take into account, that hydrocarbon potential of depths here is not high and area of promising land is narrow. Growth in new reserves could be expected from regions with proved oil-and-gas-bearing capacity, where discovery of small-scaled and complicated fields is possible. The Sharkaratma structure is of this kind.

Besides, new regions of Fergana depression, where there are no discovered fields yet, are interesting for research. Among such districts first of all is the Kugart depression, constituted by huge Mesozoic thickness, whose gas saturation in Fergana depression is already proved. Kugart depression, stretched submeridionally in the east of Fergana, is a new promising course of works. Here in Mesozoic sediments a number of anticlines has been found, but single wells gave only indirect confirmation of the oil-and-gas-bearing capacity of this territory.

In the short run geological surveys at both PAO «Gazprom» licensed blocks – Eastern Maylisu-IV and Kugart – should begin. It is expected that here in Mesozoic sediments several oil and gas fields with rather small reserves will be discovered.

References

Telegina Ye.A. Strategic control of oil-and-gas complex in conditions of uncertainty: modern trends / Ye.A. Telegina, E.A. Kraynova, L.V. Maslennikova et al. – Moscow: Inform-Znaniye, 2008. – 429 p.

Krylov N.A. Promising trends for exploration oil and gas in Tadjikistan and Kyrgyz republics / N.A. Krylov, Yu.I. Zabolotnaya, M.S. Kucherya // *Vestnik assotsiatsii burovnykh podryadchikov*. – 2008. – № 1. – P. 29–34.

Zabolotnaya Yu.I. The directions of geological prospecting works of Gazprom in neighboring countries (Turkmenistan, Kazakhstan, Uzbekistan, Tajikistan, Kyrgyzstan) / Yu.I. Zabolotnaya, N.A. Krylov, A.Ya. Grizik // *Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. – № 5 (16). – P. 185–193.

Silantsev Yu.B. Hydrocarbon systems of sedimentary basins in Latin America / Yu.B. Silantsev, T.O. Khaloshina // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 119–124.

The article is dedicated to the peculiarities of oil-and-gas-bearing capacity of sedimentary basins in Latin America. First of all, studying of this problem is determined by necessity to form portfolio of investment projects on mastering of oil-and-gas resources and it should help rise efficacy of their realization.

Nowadays in South America 23 industrially-oil-gas-bearing basins are exposed. Most of them dated to off-shore zone. Features of geological structure and generation of oil-and-gas-bearing basins in Latin America determine diversity of hydrocarbon systems, including heterogeneity of their generation-accumulation-conservation potential. It complicates resource-estimating research, that's why assessments of oil, gas and condensate are of probabilistic character. Extent of oil-and-gas potential of the region is quite high.

Analysis of modern state of mineral and raw materials base and hydrocarbons' extraction in Latin America revealed mostly important oil-gas-bearing basins, which are interesting for possible investments.

References

Tankard J. Petroleum basin of South America / J. Tankard // AAPG Memoir 62. – 2003. – P. 216.

Gabrielyants G.A. Geology, search and prospecting of oil and gas fields / G.A. Gabrielyants. – Moscow: Nedra, 2000. – 342 p.

Vysotskiy V.I. World resources of oil and gas and their mastering / V.I. Vysotskiy, A.N. Dmitriyevskiy // *Geologiya nefi i gaza*. – 2012. – № 6. – P. 18–24.

Mastepanov A.M. Alternative gas as a factor of regionalizing gas markets / A.M. Mastepanov, A.D. Stepanov et al. – Moscow: Energiya, 2013. – 124 p.

Solovyev N.N. Main laws for acid gas deposits localization and formation / N.N. Solovyev, L.S. Salina, V.A. Skorobogatov // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 125–133.

Only a little more than 400 among 33 thousands of world-revealed hydrocarbon fields include the hydrogen-sulphide-containing gas. At most of them concentration of hydrogen sulphide varies from parts of a percent to 1–2 % vol., much rarely – up to 5–10 % vol., and in exceptional cases – up to 25 % vol. Vast majority of hydrogen-sulphide-containing gas deposits genetically connected with carbonate- evaporite complexes of sedimentation basins.

Generation of hydrogen sulphide occurs at different depths and due to diverse processes. But H₂S content in natural gas of deposits mostly depends on postgeneration conditions of its being. Difficulties in predicting of hydrogen-sulphide-containing gases dissemination depend on high chemical activity of hydrogen sulphide and its solubility in stratum fluids, seriously limiting range of geological-geochemical conditions providing its generation, safety and industrial-scale accumulation.

The Kara-Kum oil-gas-bearing basin is the most interesting object for studying conditions of hydrogen-sulphide-containing gas fields' building-up. On example

of Amu-Darya syncline in Kara-Kum oil-gas-bearing basin, where more than 100 fields of hydrogen-sulphide-containing gas with hydrogen sulphide concentration varying from parts of a percent to 5–6 % vol. have been revealed, the patterns for localization and building-up conditions for such fields are determined. It is established, that at the Amu-Darya syncline zoning in distribution of gas agglomerations with different hydrogen sulphide concentration depends on combination of two main factors: 1) losses of hydrogen sulphide due to interaction with mineral part of collectors and stratum fluids in course of migration and accumulation; 2) dilution of hydrogen-sulphide-containing gas by nonsulfurous gas when gases from different stratigraphic thicknesses mix.

Analysis of features of hydrogen-sulphide-containing gas localization and generation enables to make following conclusions:

1) almost all deposits of hydrogen-sulphide-containing gas have been revealed in halogen-carbonate formations of collision-platform and (or) rift basins with mighty sedimentary realization;

2) forming of high-sulfur gas fields (deposits) becomes more probable in case, if scale of hydrogen sulphide many times exceeds amount of its losses due to migration and accumulation;

3) high unsteadiness of hydrogen sulphide concentration is to a great extent provided with competition of genetic and destructive factors.

References

Skorobogatov V.A. Global mechanisms of deposits' dissipation and forming, and resources of hydrogen-sulphide-containing gas / V.A. Skorobogatov, N.N. Solovyev // *Theses of reports at International conference «World experience and outlooks for mastering carbon-sulphide-containing fields of hydrocarbons»*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008. – P. 28.

Amurskiy G.I. Main factors, limiting industrial accumulation of hydrogen sulphide in natural gases / G.I. Amurskiy, N.N. Solovyev // *Geology of natural gas. Useful components of natural gases: conditions of forming and resources*. – Moscow: VNIIGAZ, 1979. – P. 72–78.

Amurskiy G.I. Origin of hydrogen-sulphide-containing natural gases of the oil-gas-bearing basins / G.I. Amurskiy, E.S. Goncharov, I.P. Zhabrev et al. // *Sovetskaya geologiya*. – 1977. – № 5. – P. 56–68.

Amurskiy G.I. Some peculiarities of generation and accumulation of hydrogen sulphide in natural gas / G.I. Amurskiy, Ya.A. Bereto, E.S. Goncharov et al. // *Main problems of development of USSR gas industry raw materials base*. – Moscow: VNIIGAZ, 1981. – P. 60–68.

Amurskiy G.I. Vertical zoning in generation and accumulation of hydrogen sulphide / G.I. Amurskiy, I.B. Kulibakina, N.N. Solovyev // *Geologiya nefi i gaza*. – 1984. – № 1. – P. 47–51.

Gavriliv Ye.Ya. On the origin of hydrogen sulphide according to data of Sulphur isotopic composition / Ye.Ya. Gavrilov, G.I. Teplinskiy, M.G. Osipova // *Geology of natural gas. Useful components of natural*

gases: conditions of forming and resources. – Moscow: VNIIGAZ, 1979. – P. 79–86.

Pankina R.G. Origin of H₂S and CO₂ in hydrocarbon agglomerations / R.G. Pankina, V.L. Mekhtiyeva // *Geologiya nefi i gaza*. – 1981. – № 12. – P. 44–48.

Amurskiy G.I. Role of horizontal compression during gas-generation and gas-accumulation / G.I. Amurskiy, Ya.A. Bereto // *Geologiya nefi i gaza*. – 1980. – № 8. – P. 22–26.

Truskinovskiy L.M. Chemical equilibria in non-hydrostatic systems / L.M. Truskinovskiy, O.L. Kuskov // *Geokhimiya*. – 1982. – № 12. – P. 1798–1812.

Amurskiy G.I. Origin of hydrogen sulphide and forming of hydrogen-sulphide-containing gas fields / G.I. Amurskiy, N.N. Solovyev // *Patterns for localization of hydrocarbon gases and attendant components*. – Moscow: Nauka, 1987. – P. 24–31.

Amurskiy G.I. Local prediction for hydrogen sulphide content in accordance with change of natural gas acid components rate on the example of Amu-Darya basin / G.I. Amurskiy, L.S. Salina, N.N. Solovyev // *Ways to increase reliability of local forecast on oil-gas-bearing capacity by complexes of geochemical information: theses of reports at All-Union geochemical meeting of Mingeo, Minnefteprom, Mingazprom, Minvuz and AS USSR dated June 16–18, 1987*. – Saratov, 1987. – P. 49–50.

Amurskiy G.I. Models for hydrogen-sulphide contamination of gas fields (on the example of Central Asia) / G.I. Amurskiy, N.N. Solovyev, L.S. Salina // *Review of VNIIEGazprom*. – Moscow: VNIIEGazprom, 1991. – 48 p. – (Geology and prospecting of gas and gas-condensate fields).

Salina L.S. Rate of natural gas acid components as an indicator of inter-strata overflows zones during generation of fields and mastering of hydrogen-sulphide-containing deposits / L.S. Salina, N.N. Solovyev // *Theses of reports at International conference «World experience and outlooks for mastering carbon-sulphide-containing fields of hydrocarbons»*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2008. – P. 77.

King R.E. Petroleum exploration and production in Europe in 1969 / R.E. King // *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol.* – 1970. – V. 54. – № 8. – P. 1407–1457.

Nitchon B. Geochemistry of natural gas in Western Canada / B. Nitchon // *Natural gas of North America*. – Am. Assoc. Petrol. Geol. – Mem. 9. – V. 11. – P. 1995–2025.

Amurskiy G.I. Hydrogen sulphide of Dauletbad-Donmez field: features of spreading / G.I. Amurskiy, I.P. Zhabrev, G.A. Zotov // *Gazovaya promyshlennost'*. – 1982. – № 11. – P. 16–17.

Turkmenistan: Galkynash gas field. – <http://iv-g.livejournal.com/943969.html> (18.11.2014)

Ivshina Ye.V. Methodological basics for algorithmization of geological and technological risks' estimation / Ye.V. Ivshina, Yu.B. Silantyev // *Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of*

gas-extractive regions of Russia. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 134–139.

Mastering of multi-scale oil-and-gas objects is being accompanied with risks, including geological and technological, economical, and ecological risks, determined by peculiarities of such objects. Suggested article examines methodological grounds of risk management algorithmization.

Obviously during a lifecycle of an object the structure of its geological and technological risks changes severely: risks decrease up to a stage of pilot operation and increase at late stages of the oil-gas object mastering. It shows the necessity to build a system of risk monitoring. Risk analysis and monitoring of object exploration should have common base. In practice three procedures for calculation of geological-technological and other risks are used.

The probabilistic simulation algorithm (on the grounds of normal distributions) for dynamical distribution of reserves in discovered agglomerations is examined with respect to gradual growth of technological level of the objects being explored. Evidently, in the beginning of oil-gas-bearing territory mastering lifecycle a portfolio of promising objects consists of simple objects, which further give place to more complicated (that are deep horizon deposits, small-scaled fields etc.).

In practice of geological surveys there are several types for distribution of target indicators grouped by three levels of approximation. These parameters form a risk-matrix. It is reasonable to analyze such a matrix in three stages each time using separate algorithm. This scheme is basic for construction of risk-analysis sequence, which is characterized by presence of several stages aimed at solving tasks mostly intended to increase management efficacy.

References

Ampilov Yu.P. Qualitative methods of financial and investment analysis in examples and tasks / Yu.P. Ampilov. – Murmansk: Murmansk State Technical University, 2000. – 211 p.

Milovidov K.N. Methods for analysis of investment decisions in prospecting and extraction of mineral resources in conditions of risk / K.N. Milovidov, Ye.A. Vasilevskaya // *TEK*. – 1999. – № 2. – P. 60–61.

Vorontsovskiy A.V. Risk management / A.V. Vorontsovskiy. – Moscow: Ozon, 2003. – 204 p.

Ventsel Ye.S. Theory of probability / Ye.S. Ventsel. – Moscow: Nauka, 1969. – 452 p.

Gudymova T.V. Geological and economical monitoring of raw hydrocarbons' base / T.V. Gudymova, L.Ye. Nikolayeva, Yu.B. Silantyev et al. // *Gazovaya geologiya Rossii (vchera, segodnya, zavtra)*. – Moscow: VNIIGAZ, 2000. – P. 92–101.

Sanatulov R.S. Improving efficacy of production wells' overhaul by refining a geological model for Cenomanian gas deposit of the Yamburg field / R.S. Sanatulov, S.A. Ivanov, S.A. Levchenko, A.V. Akhiyarov, K.M. Semyonova // *Vesti gazovoy*

nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 140–146.

Operating hydrocarbon fields is impossible without geological-geophysical and field-information maintaining on the basis of modern technologies for data storage, accumulation, analysis and visualization. In this aspect data bases and permanent geological-technological models are the fundamental ones.

Specialized «Geomod» program complex («Geomod» SPC), developed by the specialists of Gazprom Georesurs LLC, has been used for control of Yamburg gas-condensate field exploration since 2005. «Geomod» helps to interpret data of geophysical wells' research, to create and maintain data bases. By its means a 3D detailed lithologic and parametric model and a 4D fluid model are being constructed quarterly. The last provides prompt analysis of changes in location of current gas-water contact and control of wells' overhaul.

In most cases an overhaul is the only mean for prolongation of well operation when extraction comes down. Dropping of stratum pressure, water encroachment, loss of water and sand, and reduction of debit indicators are the reasons for overhaul assignment. Success of the overhaul depends on many factors, some of which are basic. Frequently efficacy of repair is determined by qualified grounding of its procedure. In the article some aspects of overhaul procedure are examined using results of geologic modelling carried out by means of «Geomod» on the basis of data from 43 wells located in different sites of Cenomanian deposit in the Yamburg gas-condensate field.

Cenomanian deposit was put into operation in 1986. Productive thickness is presented by interlaying of clayey, clayey-siltstone and sandy rocks. Filtering-capacitive properties of Cenomanian terrigenous reservoirs vary in wide range: porosity – 23–32 %, permeability – from parts of millidarcy up to 1500 mD. Permeability is a prior parameter.

Economic profitability of works is also important. So, first of all the economic expediency of repair should be estimated. Correct reasoning of goals and tasks and optimal choice of objects will determine stable gas production at the field.

References

«Geomod». Program complex for construction and maintaining of permanent geological-technological models of hydrocarbon fields and underground gas storages (UGS): manual. – Moscow: Gazprom georesurs, 2014.

Lavrushko P.N. Underground repair of wells / P.N. Lavrushko. – Moscow: Nedra, 1961.

Blazhevich V.A. Reference book for master of wells' overhaul / V.A. Blazhevich, V.G. Umetbayev. – Moscow: Nedra, 1985.

Korotayev Yu.P. Theory and design of gas and gas-condensate fields' development / Yu.P. Korotayev, S.N. Zakirov. – Moscow: Nedra, 1978.

Fracturing «Frac Clean» design with nitrogen 65 % quality. – TRICAN Well Service, 2011.

Gubskiy A.L. Technique of end screening at the fields of Western Siberia / A.L. Gubskiy. – Moscow: Nedra, 2000.

Chernikov A.G. 3D-simulation of petrophysical properties of complex underground gas storage objects using an algorithm of fuzzy Markov sequences / A.G. Chernikov, M.B. Matushkin, A.Yu. Degterev // Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 147–156.

Well-posed geological model is a necessary factor for providing correct geological and economical assessments and proper hydrodynamical model. Conventional geologic modelling is being performed on the basis of a 3D grid by means of geometric or statistical interpolation of properties in areas lacking initial data. Most of the models suggested by popular commercial products realize this particular approach, and big business companies do not develop alternative methods. At the same time, despite availability and all-over prevalence of the above mentioned technique, its application has some constraints.

So, it seems that actual is to elucidate opportunities of alternative so-called fuzzy simulation methods, based on non-parametric statistics, computing geometry, image recognition, etc. One of such methods is fuzzy Markov-Bayes modelling, which has been successfully used in our country since 1980s for solving tasks of coal and oil-gas industries, regional and engineering geology. Last years it has been efficient in modelling of the underground gas storages (UGS). Method specificity enables to solve multidimensional problems, in particular for generation of 3D geologic models. In tight schedule and without common commercial packages for geological simulation one can get geological pattern with some properties, which could not be provided by traditional interpolation. It could improve quality of geological models examination and express simulation of the UGS objects, including those of complicated geological structure. This article regards methodical aspects in generation of such models and also some examples of applied results.

References

Vistelius A.B. Principles of mathematical geology / A.B. Vistelius. – Leningrad: Nauka, 1980.

Grib N.N. Methodological foundations for systematic research of rock mass / N.N. Grib, A.V. Samokhin, A.G. Chernikov. – Yakutsk: SB RAS Yakut Scientific Center, 2000. – 104 p.

Klir J. Systemology. Automation of systems problems solving: transl. from Engl. / J. Klir. – Moscow: Radio i svyaz, 1990. – 544 p., ill.

Grib N.N. Procedure for predicting spatial mutability of carbon-quality indexes / N.N. Grib, A.V. Samokhin, A.G. Chernikov // Nauka i obrazovaniye. – Yakutsk: Academy of Sciences of Sakha (Yakutiya) Republic, 2001. – № 3. – P. 131–139.

Grib N.N. Spatial simulation of complex-structured carbon strata properties / N.N. Grib, A.G. Chernikov //

Gornyy informatsionno-analyticheskiy bulletin. – 2003. – № 8. – P. 45–46.

Matushkin M.B. Batch processing of geological and geophysical data for creation of geological-technological model / M.B. Matushkin, A.G. Chernikov // Gornyy informatsionno-analyticheskiy bulletin. – 2011. – № 12. – P. 115–124.

Chernikov A.G. Procedure for prediction of carbons' lithogenetic properties using a complex of geological and geophysical data / A.G. Chernikov // Proc. of IX All-Union coal talks. B. 2. – Rostov-on-Don, 1991. – P. 72–74.

Chernikov A.G. The use of Markov hypsotomography for geological studies in oceanology / A.G. Chernikov, N.V. Libina // Oceanology. – 2011. – V. 51. – № 3. – P. 561–565.

Chernikov A.G. Estimation of Markov hypsotomography potential for modelling deep structure of the oil-gas-bearing waters / A.G. Chernikov, N.V. Libina // Vestnik TsKR Rosnedra. – 2011. – № 6.

Iskhakov A.Ya. Simulation of rock mass properties unsteadiness on the basis of fuzzy Markov sequences / A.Ya. Iskhakov, M.B. Matushkin, R.G. Temirgaleyev et al. // Underground gas storing. Half a century in Russia: experience and outlooks: collection of scientific papers. – Moscow: VNIIGAZ, 2008. – P. 255–265.

Degterev A.Yu. Outlooks for application of interpolative predictive modelling at solving tasks of underground gas storages' operation / A.Yu. Degterev, V.A. Alkin, A.G. Chernikov et al. // Gazovaya promyshlennost'. – 2015. – № 8. – P. 75–79.

Degterev A.Yu. Actual issues of underground gas storages' modelling at water-bearing strata / A.Yu. Degterev, V.Ye. Kan // Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 157–169.

Nowadays mathematical modelling is widely applied in different branches of knowledge including geology. Digital geologic models, created by means of computers, became a conventional instrument for solving various geological and technological tasks. Geological modelling is broadly used also for coping problems of underground gas storing. Initially, due to similarity of tasks in underground gas storage (UGS) and gas field modelling, in both cases the same program means and methods have been used. Later, after accumulation of experience in simulation of different UGS objects, the specific features of UGS have required to adjust applied procedures and programs.

In the article unique features of geological UGS modelling, typical issues and decisions are examined. Usability of common geological simulation means for UGS modelling is discussed. Procedures, which enable to use advantages of traditional programs most completely avoiding their constraints, are presented. Promising methods, which require specialized programs, and actual trends in geological modelling of UGSs are shown.

References

Degterev A.Yu. Actual methods for geological modelling of underground gas storages / A.Yu. Degterev // Collected scientific papers of post-graduates and competitors of Gazprom VNIIGAZ LLC. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012. – P. 112–122.

Degterev A.Yu. Quantitative assessment for reliability of geological modelling in conditions of unsteadiness as applied to geostatic characteristics of geological medium / A.Yu. Degterev // Proc. of II Scientific-practical conference «New technologies in gas industry: experience and succession». – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010.

Manual on creation of permanent geological-technological models for oil and gas fields. P. 1: Geological models. – Moscow: All-Russia Research Institute for Organization, Management and Economics of Oil and Gas Industry, 2003. – 164 p.

Guidance (PД) 153-39.0-047-00. Regulations on creation of permanent geological-technological models for oil and gas-oil fields. – Moscow: Ministry of fuel and energy of Russian Federation, 2000.

Manual on volumetric calculation of geological oil and gas reserves. – Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute; Tver: Tvergeofisika, 2003.

Zakrevskiy K.Ye. Geologic 3D simulation / K.Ye. Zakrevskiy. – Moscow: Maska, 2009. – 376 p.

Zakrevskiy K.Ye. Estimation of quality of 3D models / K.Ye. Zakrevskiy, D.M. Maysuk, V.R. Syrtlanov. – Moscow: Maska, 2008. – 272 p.

Degterev A.Yu. Issues for reliability in modelling of dissimilarly studied geological objects / A.Yu. Degterev, V.Ye. Kan // Proc. of III International scientific-practical conference and exhibition «World gas resources and reserves and advanced development technologies» (WGRR-2013). – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013.

Degterev A.Yu. Geo-informational approach applied at geological modelling of underground gas storages / A.Yu. Degterev // Proc. of 11th All-Russia scientific-practical conference «Geoinformatics in the oil-gas industry». – Moscow, 2010.

Matushkin M.B. Batch processing of geological-geophysical data in generation of a geological-technological model / M.B. Matushkin, A.G. Chernikov // Gornyy informatsionno-analyticheskiy bulletin. – 2011. – № 12.

Matushkin M.B. Creation of petrophysical models of stratum systems basing on non-linear Markov forecasting / M.B. Matushkin, A.G. Chernikov // Vestnik TsKR Rosnedra. – 2011. – № 5. – P. 33–37.

Larin G.V. Modern domestic program means for studying an oil-gas field / G.V. Larin // Analytic-2009: collection of scientific-engineering reviews. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010. – P. 167–199.

Kashik A.S. Dv-Geo system for geologic modelling as an example of Russian innovative business / A.S. Kashik, G.N. Gogonenkov, S.I. Bilibin et al. // Ekspositsiya Neft Gaz. – 2011. – № 5. – P. 11–15.

Savelyeva Ye.A. Geostatics: theory and practice / Ye.A. Savelyeva, V.V. Demyanov. – Moscow: Nauka, 2010. – 327 p.

Temirgaleyev R.G. Practice of modelling complex geological underground gas storage object, created in water-bearing stratum / R.G. Temirgaleyev, A.Ya. Iskhakov, A.G. Chernikov et al. // Underground gas storing. Half a century in Russia: experience and outlooks: collection of scientific papers. – Moscow: VNIIGAZ, 2008. – P. 247–254.

Degterev A.Yu. Control of geologic uncertainty factors at modelling underground gas storages / A.Yu. Degterev, A.V. Grishin, V.Ye. Kan // Proc. of III International scientific-practical conference «Underground gas storing: reliability and efficacy» (UGS-2011). – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011.

Phi Manh Tung. Estimation of prospects for oil-and-gas-bearing capacity of the South-Konshon basin using geochemical modelling / Phi Manh Tung, Yu.B. Silantiev, V.A. Skorobogatov // Vesti gazovoy nauki: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. – № 1 (25). – P. 170–173.

Socialist Republic of Vietnam (SRV) is the only Southeast-Asian country, whose almost all industrial oil-and-gas-bearing capacity is amassed at the continental shelf of the South China (Eastern) Sea. Here a number of sedimentary basins are outlined. These are depocenters of Cainozoic sediments accumulation, divided by tectonic saddles with thin sedimentary cover. One of them is the South-Konshon basin.

In the SRV seventy hydrocarbon fields of various dimensions and different phase states have been discovered. Their initial reserves (extractable) exceed $1,5 \cdot 10^9$ t of equivalent fuel. Oil-gas-bearing capacity of basins at South Vietnam is associated with crumbling granites and sandy-siltstone horizons, sometimes – with carbonates, from Lower Oligocene to Upper Miocene inclusively.

At the South-Konshon basin 22 oil and gas fields have been discovered and surveyed. Geological reserves of the biggest field amount to $85 \cdot 10^9$ m³. Nowadays South-Konshon basin is considered to be the main object of geological prospecting, and its hydrocarbon resources pass for the stockpile of oil production at the primary SRV oil-gas-extracting region.

Currently the basin is on an initial stage of mature exploration and mastering of resources. In order to study processes of hydrocarbons' generation and migration and to estimate outlooks for oil and gas bearing at the territory of north-eastern sector of the South-Konshon

basin and the 04-1 block by means of PetroMod 2D software a geochemical model was composed. This is a unit of a Schlumberger pattern for oil-gas-bearing system.

According to the results of geochemical simulation considerable share of parent rocks amount in Lower Miocene is situated within the zones of generation of diverse hydrocarbons – from petroleum to dry gas. In the whole the sedimentary cover of the offshore basins in South Vietnam is mostly promising with respect to discovery of gas-containing agglomerations. However in lower horizons and in crumbling foundation (granitic mass) discoveries of oil-gas-condensate and oil agglomerations are supposed including the big ones.

References

Areshev Ye.G. Oil-gas-bearing capacity of marginal seas at the Far East and in Southeast Asia / Ye.G. Areshev. – Moscow: Avanti, 2003.

Gavrilov V.P. Geological structure and oil-gas-bearing capacity of the Vietnam northern off-shore (Hongha depression) / V.P. Gavrilov, V.L. Gulev, S.M. Karnaukhov et al. – Moscow: Nedra, 2014. – 167 p.

Rodnikova R.D. Geodynamics of sedimentary basins in Southeast Asia and processes of oil-gas-generation / R.D. Rodnikova // Sovetskaya geologiya. – 1986. – № 5. – P. 22–30.

Rodnikova R.D. Historical and genetic analysis of oil-gas-generation processes in sedimentary basins at western part of Pacific mobile belt and Australian platform / R.D. Rodnikova, Yu.A. Viskovskiy, V.M. Shleyfer // Geology and formation of the off-shore fields: review. – Moscow: VNIIGazprom, 1982. – № 1. – 48 p.

Silantiev Yu.B. Oil and gas statistics of Vietnam in relation to the forecast of new developments / Yu.B. Silantiev, Phi Manh Tung // Vesti gazovoy nauki: Resource support problems of Russian oil-producing regions. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 3 (19). – P. 129–131.

Tien H.D. Conditions of oil-gas-generation and forming of hydrocarbon agglomerations in Cainozoic sedimentary off-shore basins of the Socialist Republic of Vietnam: synopsis of thesis ... dr. of geology and mineralogy / H.D. Tien. – 1999.

Khoy Ch.V. Results and prospects of further geologic surveys at the Vietnam off-shore / Ch.V. Khoy, V.G. Vershovskiy, N.V. Dyk // Neftyanoye khozyaystvo. – 2006. – № 6. – P. 38–39.

Hall R. Hydrocarbon basins in SE Asia: understanding why they are there / R. Hall // Petroleum Geoscience. – 2009. – V. 15. – P. 131–146.

