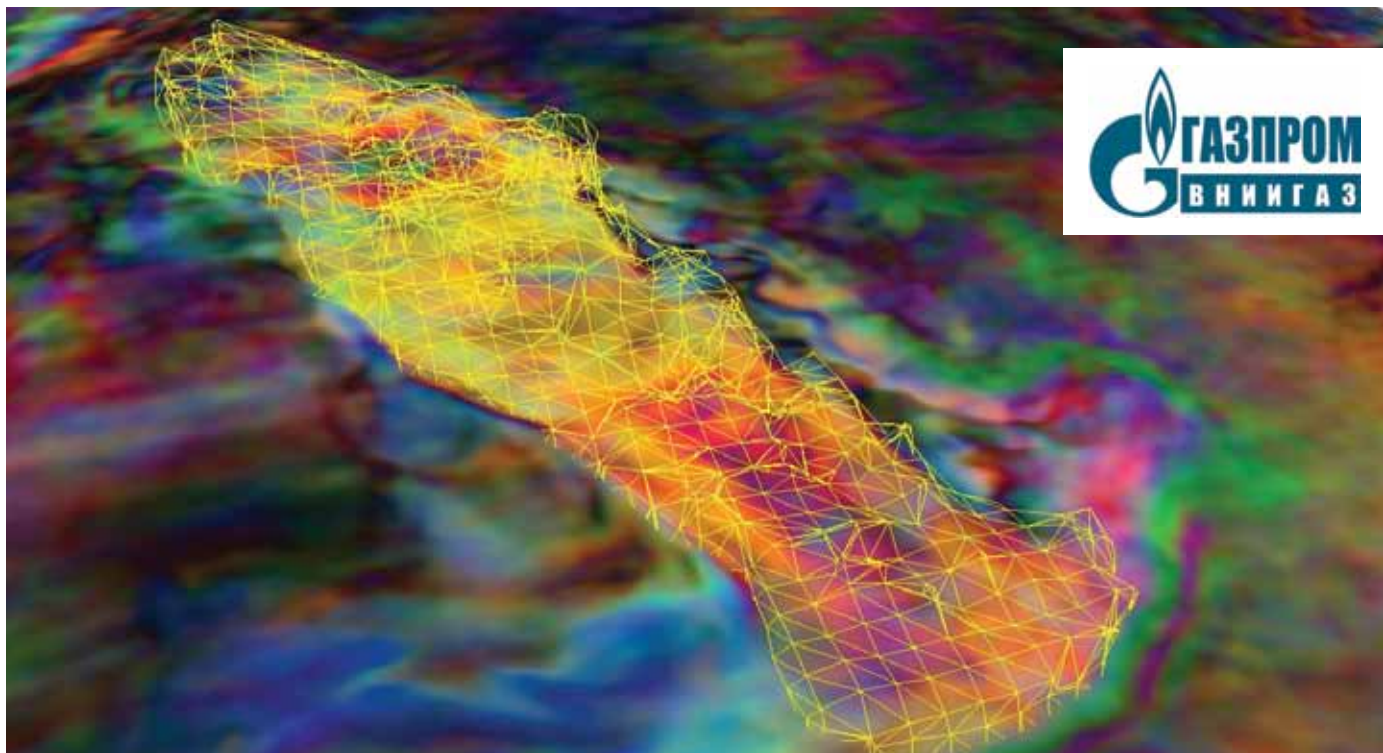




Прогноз нефтегазоносности юрско-нижнемеловых отложений района Обской и Тазовской губ Карского моря

Prediction of Oil and Gas Presence in Jurassic-Cretaceous Sediments within the Area of Ob and Taz Gulfs at Kara Sea

Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков, М.А. Калита, Л.А. Наумова, М.Ю. Кабалин
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н,
с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

Astafyev, D.A., A.V. Tolstikov, M.A. Kalita, L.A. Naumova, M.Yu. Kabalin
Gazprom VNIIGAZ LLC, Russian Federation, 142717, Moscow region, Leninsky district, Vilkovskoye
rural settlement, Razvilka housing complex, Proektiruyemy passage # 5537, Estate 15, Bldg. 1

После успешной разведки газовых залежей в сеноманских отложениях на месторождениях Обской и Тазовской губ актуальной задачей является доразведка открытых нижерасположенных залежей и выявление новых залежей углеводородов (УВ) в нижнемеловых и юрских отложениях. Анализ геолого-геофизической информации, полученной в результате бурения скважин на всех открытых морских месторождениях данного района и многих месторождениях прилегающей суши, подтверждает такую возможность. Имеющиеся по основным отражающим горизонтам осадочного чехла (Г, М1 и Б) достоверные структурные построения по данным детальной сейсморазведки раз-ных лет и бурения позволили уточнить структурно-тектоническую

After the successful exploration of the gas accumulations in the Cenomanian stage at the fields of the Ob and Taz Bays, the real task now is to further explore the subadjacent deposits and discover any new hydrocarbon accumulations in the Lower Cretaceous and Jurassic deposits. The analysis of the geologic and geophysical information, obtained as a result of the well's drilled at all the discovered fields in the area and the many adjacent onshore wells, provides this possibility. The available reliable structural imaging of the major reflecting interfaces of the sedimentary cover (Г, М1 and Б) made it possible to update the structural and tectonic picture of the whole Ob Bay and Taz Bay area. As it proved to be, all the structures discovered here, and the HC fields related to them are associated with a well-defined structural low.

картину в целом района Обской и Тазовской губ. Оказалось, что все выявленные здесь структуры и связанные с ними месторождения УВ приурочены к хорошо выраженной седловине. Анализ условий нефтегазоносности юрско-нижнемеловых отложений на открытых газовых месторождениях Каменномысском, Семаковском и Обском, а также газоконденсатных месторождениях Северо-Каменномысском и Чугорьяхинском с учетом тектонического строения и нефтегазоносности Карско-Ямало-Гыданской и Надым-Пур-Тазовской синеклиз позволяет сделать вывод о высоких перспективах открытия здесь новых залежей УВ. Предпосылки такого прогноза: благоприятные структурно-тектонические условия (зона сочленения крупных Нурминского и Нижне-Мессояхского мегавалов, окруженных частями грабен-рифтовых прогибов - на севере Сояхинского, на юге Парусового); наличие в разрезе осадочного чехла природных резервуаров регионального, зонального и локального распространения, совмещенных с мощными очагами генерации УВ, а также вероятной водородной дегазации недр, способствующей гидрированию органического вещества и синтезу УВ. Высокая перспективность нефтегазоносности юрско-нижнемеловых отложений определена также с учетом установленных особенностей строения открытых месторождений и выявленных структур, а именно увеличения с глубиной их размеров и амплитуд, а также возможного смещения сводов относительно разведанных залежей УВ в сеноманских и апт-альбских отложениях. Новые крупные залежи УВ в юрско-нижнемеловых отложениях ожидаются на месторождениях Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Чугорьяхинское и Семаковское. Более крупные по сравнению с сеноманской залежи УВ прогнозируются в отложениях юрского возраста на Обском месторождении.

После успешной разведки газовых залежей в сеноманских отложениях Обской и Тазовской губ на месторождениях Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Чугорьяхинское, Обское, Семаковское, Тота-Яхинское и Антипаютинское актуальна задача доразведки открытых ниже газоконденсатных залежей и выявления новых залежей углеводородов (УВ) - газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и, возможно, нефтяных - в нижнемеловых и юрских отложениях. Анализ геолого-геофизической информации, полученной в результате бурения скважин на всех открытых морских месторождениях данного района и многих месторождениях прилегающей суши, подтверждает такую возможность. Месторождения с залежами указанного фазового состава, однозначно подтверждающими промышленную продуктивность

The analysis of the conditions for oil-and-gas bearing capacity of the Jurassic-Lower Cretaceous deposits at the discovered gas fields of Kamennomysskoye, Semakovskoye and Obskoy, as well as the gas-condensate fields of Severo-Kamennomysskoye and Tchugoryakhinskoye, taking into account the tectonic structure and oil-and-gas bearing capacity of the Karsko-Yamalo-Gydanskaya and Nadym-Pur-Tazovskaya syncline make it possible to conclude a high probability of discovering new HC accumulations here. Prerequisites for such predictions are the following: favorable structural and tectonic conditions (conjunction zone of solid Nurminsky and Nizhne-Messoyakhsky megaswells, surrounded by parts of rift-valley downfolds- Soyakhinskoye in the North, and Parusovoye – in the South); presence, in the cross-section of the sedimentary cover, of natural reservoirs of regional, zonal and local spread, combined with powerful cauldrons of HC generation, As well as probable degasation of hydrogen from the subsoil, which contributes to hydrogenation of organic matter and synthesis of HC. The high probability of oil-and-gas bearing capacity of the Jurassic and Lower-Cretaceous deposits has been also determined in the context of the identified specific structure features of the discovered fields and their discovered structures, and namely, their dimensions and magnitude increasing with the depth, as well as probable offset of domes relative to explored HC deposits in the Cenomanian and Apt-Albian deposits. Some new solid HC occurrences of the Jurassic and Lower-Cretaceous deposits are expected at the fields of Kamennomysskoye Sea, Severo-Kamennomysskoye, Tchugoryanskoye and Semakovskoye. More solid occurrences of HC, compared with the Cenomanian occurrence of HC, are predicted in the deposits of Jurassic period at the Obskoye field.

After the successful exploration of gas accumulations in the Cenomanian deposits of the Ob Bay and Taz Bay at the fields of Kamennomysskoye Sea, Severo-Kamennomysskoye, Tchugoryakhinskoye, Obskoye, Semakovskoye, Tota-Yakhinskoye and Antipayutinskoye, the main task is to additionally explore the gas-condensate occurrences, discovered lower, and discover new hydrocarbon (HC) occurrences – gas-condensate-, oil and gas-codensate- and probably oil fields in the Lower Cretaceous and Jurassic deposits. The analysis of geologic and geophysical information, obtained as a result of the wells drilled at all of the discovered fields within the area and many adjacent onshore fields, provides such a possibility. The fields with deposits of the mentioned fluid content, unambiguously confirming the commercial productivity of the Jurassic and Lower Cretaceous deposits in the area of the Ob Bay and Taz Bay of the Kara Sea, are listed in [Table 1](#).

The HC occurrences have been discovered in the deposit of Jurassic period at 15 out of 37 fields having HC

Field	Reservoir formations		
	Oil	Gas	Condensate
Antipayutinskoye	-	K ₂ s	-
Vostochno-Bugornoye	-	K ₁ a	-
Vostochno-Minkhovskoye	-	K ₁ a	-
Vostochno-Tazovskoye	K ₁ v	K ₁ g, K ₁ v	K ₁ g, K ₁ v
Vostochno-Yubileynoye	-	K ₁ v	K ₁ v
Geofizicheskoye	K ₁ br	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br, J ₂	K ₁ a, K ₁ br, J ₂
Gydanskoye	-	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ br	-
Yen-Yakhinskoye	K ₁ g, K ₁ v	K ₁ g, K ₁ v	K ₁ g, K ₁ v
Zapolyarnoye	K ₁ br, K ₁ v	K ₂ t, K ₂ s, K ₁ br, K ₁ v	K ₁ br, K ₁ v, J ₂
Zapadno-Pesnovoye	K ₁ ach	K ₁ ach, J ₂	-
Kamennomyskoye-more	-	K ₂ s	-
Maloyamal'skoye	-	K ₂ s, J ₂	-
Medvezh'e	K ₁ v, K ₁ b	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₁ g, K ₁ v, K ₁ b	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br, K ₁ g, K ₁ v, K ₁ b
Minkhovskoye	-	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a	-
Novoporovskoye	K ₁ a, K ₁ b, J ₂	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ al, K ₁ b, K ₁ v, J ₂ , J ₁ , Pz	K ₁ b, J ₂ , J ₁ , Pz
Nurminskoye	K ₁ br	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br	K ₁ br
Obskoye	-	K ₂ s	-
Parusovoye	K ₁ g, K ₁ a, K ₁ br	K ₂ s, K ₁ a	-
Pestsovoye	K ₁ v, K ₁ ach	K ₁ g, K ₁ v, K ₁ ach	K ₁ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₃ , J ₂
Rostovtsevskoye	K ₁ v	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ br, K ₁ v	K ₁ br, K ₁ v
Russkoye	K ₂ s, K ₁ v	K ₂ s, K ₁ a	-
Salekaptskoye	K ₁ g, K ₁ v	K ₁ g, K ₁ v, K ₁ br	K ₁ v
Salmanovskoye	K ₁ br	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ al	K ₁ br, K ₁ v
Sandibinskoye	K ₁ g	-	-
Severo-Kamennomyskoye	-	K ₂ s, K ₁ br	K ₁ br
Semakovskoye	-	K ₂ s	-
Soletsko-Khanaveyskoye	-	K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br	K ₁ br
Severo-Parusovoye	K ₁ a, K ₁ br	K ₂ s, K ₁ a, J ₂	J ₂
Severo-Urengoyevskoye	K ₁ v	K ₁ a, K ₁ g, K ₁ v, K ₂ s	K ₁ a, K ₁ g, K ₁ v, K ₁ br
Tazovskoye	K ₂ s, K ₁ ach	K ₂ s, K ₁ ach, J ₂	-
Tota-Yahinskoye	-	K ₂ s	-
Tryokhbugornoye	-	K ₁ br	-
Urengoyevskoye	K ₁ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂	K ₂ s, K ₁ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂	K ₁ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂
Khambateyskoye	-	K ₁ br, K ₁ v	K ₁ br, K ₁ v
Shtormovoye	-	K ₁ a	-
Yubileynoye	K ₁ g, J ₂	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ g, K ₁ b, J ₂	K ₁ al, K ₁ g, K ₁ b
Yuzhno-Parusovoye	K ₁ ach	K ₁ v	K ₁ v
Yuzhno-Pestsovoye	-	J	J
Yuzhno-Russkoye	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₁ g, J ₃ , J ₂	K ₂ t, K ₂ s, K ₁ al-v, J ₃ , J ₂	K ₁ al, K ₁ a, K ₁ g, K ₁ b, J ₃
Yurharovskoye	K ₁ g	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ g, K ₁ v, J ₂	K ₁ a, K ₁ g, K ₁ v, J ₂
Yuzhno-Tambeyskoye	-	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ al, K ₁ br, J ₃ , J ₂	K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br, J ₃ , J ₂
Yamburgskoye	K ₁ g, K ₁ v, K ₁ ach	K ₂ s, K ₁ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂	K ₁ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂ , K ₁ v
Yamsoveyskoye	K ₁ g, K ₁ ach	K ₁ ach, K ₁ al, K ₁ g	K ₁ ach

Note. Yellow-highlighted are the fields with HC deposits in the Upper and Lower Cretaceous period, blue-highlighted are the fields with deposits of Lower Cretaceous and Jurassic periods.

Table 1. Oil-and-gas bearing capacity of Yamal, Gydan and Nadym-Pur-Tazovskaya syncline in the area of the Ob Bay and Taz Bay

Месторождение	Пласты-коллекторы		
	нефть	газ	конденсат
Антипаютинское	-	K ₂ s	-
Восточно-Бугорное	-	K ₁ a	-
Восточно-Минховское	-	K ₁ a	-
Восточно-Тазовское	K ₁ v	K ₂ g, K ₁ v	K ₂ g, K ₁ v
Восточно-Юбилейное	-	K ₁ v	K ₁ v
Геофизическое	K ₁ br	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br, J ₂	K ₁ a, K ₁ br, J ₂
Гыданское	-	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ br	-
Ен-Яхинское	K ₂ g, K ₁ v	K ₂ g, K ₁ v	K ₂ g, K ₁ v
Заполярье	K ₁ br, K ₁ v	K ₂ t, K ₂ s, K ₁ br, K ₁ v	K ₁ br, K ₁ v, J ₂
Западно-Песцовое	K ₁ ach	K ₁ ach, J ₂	-
Каменномысское-море	-	K ₂ s	-
Малоямальское	-	K ₂ s, J ₂	-
Медвежье	K ₁ v, K ₁ b	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₁ g, K ₁ v, K ₁ b	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br, K ₂ g, K ₁ v, K ₁ b
Минховское	-	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a	-
Новопортовское	K ₁ a, K ₁ b, J ₂	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ al, K ₁ b, K ₁ v, J ₂ , J ₁ , Pz	K ₁ b, J ₂ , J ₁ , Pz
Нурминское	K ₁ br	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br	K ₁ br
Обское	-	K ₂ s	-
Парусовое	K ₁ g, K ₁ a, K ₁ br	K ₂ s, K ₁ a	
Песцовое	K ₁ v, K ₁ ach	K ₂ g, K ₁ v, K ₁ ach	K ₂ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₃ , J ₂
Ростовцевское	K ₁ v	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ br, K ₁ v	K ₁ br, K ₁ v
Русское	K ₂ s, K ₁ v	K ₂ s, K ₁ a	-
Салекаптское	K ₂ g, K ₁ v	K ₂ g, K ₁ v, K ₁ br	K ₁ v
Салмановское	K ₁ br	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ al	K ₁ br, K ₁ v
Сандибинское	K ₂ g	-	-
Северо-Каменномысское	-	K ₂ s, K ₁ br	K ₁ br
Семаковское	-	K ₂ s	-
Солетско-Ханавейское	-	K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br	K ₁ br
Северо-Парусовое	K ₁ a, K ₁ br	K ₂ s, K ₁ a, J ₂	J ₂
Северо-Уренгойское	K ₁ v	K ₁ a, K ₂ g, K ₁ v, K ₂ s	K ₁ a, K ₂ g, K ₁ v, K ₁ br
Тазовское	K ₂ s, K ₁ ach	K ₂ s, K ₁ ach, J ₂	
Тота-Яхинское	-	K ₂ s	-
Трехбугорное	-	K ₁ br	-
Уренгойское	K ₂ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂	K ₂ s, K ₂ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂	K ₂ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂
Хамбатовское	-	K ₁ br, K ₁ v	K ₁ br, K ₁ v
Штормовое	-	K ₁ a	-
Юбилейное	K ₂ g, J ₂	K ₂ s, K ₁ al, K ₂ g, K ₁ b, J ₂	K ₁ al, K ₂ g, K ₁ b
Южно-Парусовое	K ₁ ach	K ₁ v	K ₁ v
Южно-Песцовое	-	J	J
Южно-Русское	K ₂ s, K ₁ al, K ₁ a, K ₂ g, J ₃ , J ₂	K ₂ t, K ₂ s, K ₁ al-v, J ₃ , J ₂	K ₁ al, K ₁ a, K ₂ g, K ₁ b, J ₃
Юрхаровское	K ₂ g	K ₂ s, K ₁ a, K ₂ g, K ₁ v, J ₂	K ₁ a, K ₂ g, K ₁ v, J ₂
Южно-Тамбейское	-	K ₂ s, K ₁ a, K ₁ al, K ₁ br, J ₃ , J ₂	K ₁ al, K ₁ a, K ₁ br, J ₃ , J ₂
Ямбургское	K ₂ g, K ₁ v, K ₁ ach	K ₂ s, K ₂ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂	K ₂ g, K ₁ v, K ₁ ach, J ₂ , K ₁ v
Ямсовейское	K ₂ g, K ₁ ach	K ₁ ach, K ₁ al, K ₂ g	K ₁ ach

Примечание. Желтым цветом выделены месторождения с залежами УВ в отложениях верхне- и нижнемелового возраста, голубым - в отложениях нижнего мела и юры.

Таблица 1. Нефтегазоносность Ямала, Гыдана и Надым-Пур-Тазовской синеклизы в окрестностях Обской и Тазовской губ

юрско-нижнемеловых отложений района Обской и Тазовской губ Карского моря, перечислены в табл. 1.

На 15 из 37 месторождений с залежами УВ не только в сеноманском комплексе верхнемеловых отложений, но и в нижележащих пластах-коллекторах отложений нижнемелового и юрского возраста залежи УВ открыты в отложениях юрского возраста. На Ямале залежи УВ в юрско-нижнемеловых отложениях открыты на структурах Новопортовской, Бованенковской, Харасавэйской, Малышевской,

Северо-Тамбейской; в Карском море - на Университетской; на Гыданском п-ове - на Геофизической, Утренней, Минховской, Гыданской; к югу от Тазовской губы - на Ямбургской, Уренгойской, Северо-Уренгойской, Медвежьей и др. При этом следует учесть, что отложения юрского комплекса бурением вскрыты менее чем на половине месторождений и введенных в бурение структур.

Наличие по основным отражающим горизонтам осадочного чехла достоверных структурных построений по данным детальной сейсморазведки разных лет и бурения позволило уточнить структурно-тектоническую картину



Границы:
 подножья моноклиналей (УЮ – Усть-Юрибейской), краевых выступов (ЦЧ – Щучинского) и краевых прогибов (КР – Карского)
 Foot of monoclines (УЮ – Ust'-Yuribayskaya), marginal protrusions (ЦЧ – Shchuchinskoye) and fore deeps (КР – Karskoye)
 грабен-рифтовых прогибов (БД – Байдаратского, ЯМ – Ямалского, СО – Сояхинского, ЯТ – Яротинского, ПР – Парусового, АН – Антипаутинского, СЯБ – Северо-Ямбургского, БХ – Большехетского, НП – Нижне-Пурского, НТ – Нерутинского), разделяющих меж- и интратифтовые приподнятые блоки (ГД – Гыданский, НМ – Нурминский, ЗТН – Западно-Танамский, АП – Адерпавтинский, НМС – Нижнемессояхский, ЯРД – Ярудейский, ЯМБ – Ямбургский, СУ – Северо-Уренгойский, ТЗ – Тазовский)

Месторождения УВ (выборочно): 12 – Геофизическое, 13 – Северо-Каменномыское, 14 – Каменномыское, 15 – Чугорьяхское, 16 – Обское, 17 – Антипаутинское, 18 – Тота-Яхинское, 19 – Минховское, 20 – Семаковское, 21 – Северо-Парусовое, 22 – Парусовое, 23 – Южно-Парусовое, 24 – Арктическое, 25 – Малоямалское, 26 – Ново-Портовское, 27 – Западно-Мессояхское, 28 – Ямбургское, 29 – Уренгойское, 30 – Северо-Уренгойское, 31 – Тазовское, 32 – Заполярное, 33 – Русское, 34 – Сандибинское, 35 – Лензитское);
 Rift-valley downfolds (БД – Baydaratskoye, ЯМ – Yamalskoye, СО – Soyakhinskoye, ЯТ – Yarotinskoye, ПР – Parusovoye, АН – Antipautinskoye, СЯБ – Severo-Yamburgskoye, БХ – Bol'shehet'skoye, НП – Nizhne-Purskoye, НТ – Nerutinskoye); dividing inter- and intra-rift-valley blocks (ГД – Gydanskiy, НМ – Numinskiy, ЗТН – Zapadno-Tanskiy, АП – Aderpautinskiy, НМС – Nizhnemessoyahskiy, ЯРД – Yarudeyskiy, ЯМБ – Yamburgskiy, СУ – Severo-Urengoiyskiy, ТЗ – Tazovskiy)

HC Fields (selectively): 12-Geofizicheskoye, 13-Severo-Kamennomysskoye, 14-Kamennomysskoye, 15-Chugoryakhinskoye, 16-Ob'skoye, 17-Antipautinskoye, 18-Tota-Yakhinskoye, 19-Minkhovskoye, 20-Semakovskoye, 21-Severo-Parusovoye, 22-Parusovoye; 23-Yuzhno-Parusovoye, 24-Arkticheskoye, 25-Maloyamalskoye, 26-Novo-Portovskoye, 27-Zapadno-Messoyahskoye, 28-Yamburgskoye, 29-Urengoiyskoye, 30-Severo-Urengoiyskoye, 31-Tazovskoye, 32-Zapolyarnoye, 33-Russkoye, 34-Sandibinskoye, 35-Lenzitskoye);

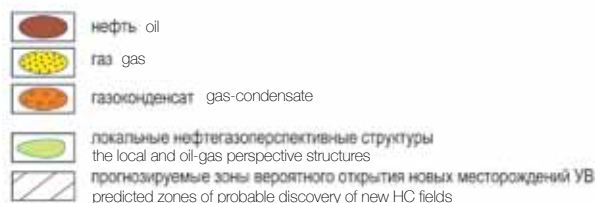


Рис. 1. Область сочленения Обской и Тазовской губ (по материалам ЗапСибНИИГНИ, СНИИГГиМС, ВНИГНИ, ВНИИГАЗ)

Fig 1. The conjunction area of the Ob Bay and Taz Bay (based on the materials of ZapSibNIIGNI, SNIIGGiMS, VNIIGNI, VNIIGAS)

deposits, not only in the Cenomanian complex of the Upper-Cretaceous deposits, but in the lower reservoirs of the Lower Cretaceous and Jurassic period. HC accumulations were discovered in the Jurassic and

в целом района Обской и Тазовской губ. Область сочленения названных заливов представляет собой седловинную зону на участке сочленения Нурминского и Нижне-мессояхского мегавалов. Оказалось, что все выявленные здесь структуры и связанные с ними месторождения УВ приурочены к хорошо выраженной седловине (ее можно назвать Каменномысско-Чугорьяхинской по названиям расположенных на ней одноименных структур) между юго-восточной пери-клиналью Нурминского мегавала, пересекающей южную часть Ямальского п-ова, и западной периклиналью такого же крупного Нижнемессояхского мегавала (Мессояхского порога) в северном обрамлении Надым-Пур-Тазовской синеклизы [1-3]. В свою очередь, Нижнемессояхский мегавал северными склонами граничит с Сояхинским и Антипаютинским грабен-рифтовыми прогибами, отделяющими Гыданский свод и Западно-Танамский ме-гавал (рис. 1). Южное крыло седловины, судя по всем отражающим горизонтам осадочного чехла, сочленяется с обширным Парусовым прогибом, а к востоку - с Северо-Ямбургским прогибом.

Сояхинский и Парусовый прогибы имеют грабен-рифтогенную природу и являются элементами единой грабен-рифтовой системы Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. В таких прогибах накопились мощные нефтегазоматеринские толщи, содержащие ор-ганическое вещество сапропелевого, гумусового или смешанного типа, а также многочисленные угольные пласты [4, 5]. Такая смесь органики генерировала как газообразные, так и жидкие УВ [2, 6]. При погружении на оптимальные глубины с определенными температурами и давлениями в таких толщах образуются мощные очаги генерации УВ - главные зоны генерации газа, нефти и газа, а также глубинного газа. Положительную роль в этом процессе играют увеличенный тепловой поток и поступление глубинного водорода через разломы грабен-рифтовых систем. Глубинный водород, гидрируя кероген, ускорял синтез УВ и способствовал охрупчиванию горных пород, создавая дополнительное емкостное пространство для латеральной и вертикальной миграции УВ и формирования залежей разного фазового состава. Наиболее благоприятные условия для формирования залежей создавались в пределах межграбеновых, меж- и приразломных гипсометрически приподнятых блоков конседиментационной природы, а также в инверсионных блоках, в осадочном чехле которых, так же как и в породах переходных комплексов и фундамента, формировались наиболее крупные ловушки и залежи УВ [1, 2]. Так происходило формирование залежей УВ на крупном Новопортовском валу и других структурах Нурминского мегавала, а также подобных структурах всего севера Западной Сибири.

Lower-Cretaceous HC deposits, in the structures of Novoportovskaya, Bovanenkovskaya, Kharasaveiskaya, Malyshevskaya,

Severo-Tambeyskaya; In the Kara Sea - at Universitetskaya; the Gydansky Peninsula – at Geofizicheskaya, Utrennyaya, Minkhovskaya, Gydanskaya; Southward of the Taz Bay- at Yamburgskaya, Urengoyskaya, Severo-Urengoyskaya, Medvezhya and others. Also, one should take into account that the deposits of the Jurassic complex were discovered by drilling at less than half of the fields and structures that were actually drilled.

The available reliable structural imaging based on the detailed seismic survey data of various periods, as well as of drilling, related to the reflecting horizons of the sedimentary cover, made it possible to update the structural and tectonic picture of the Ob Bay and Taz Bay as a whole. The conjunction zone of the bays is in such an anticline zone in the area of the Nurminsky and Nizhne-messoyakhsky megaswell conjunction. As it proved to be, all the structures, and the HC fields related to them, are associated with a well-defined anticline (it could be named Kamennomysskaya-Tchugoryakhinskaya, by the names of the structures located there) between the south-eastern periclinal of Nurminsky megaswell, which crosses the southern part of the Yamal peninsula, and the western pericline of a similar solid Nizhne-messoyakhsky megaswell (Messoyakhsky threshold) in the northward conjunction with the Nadym-Pur-Tazovskaya syncline.[1-3]

The Nizhne-messoyakhsky megaswell with its northern slopes, in its turn, is bordering with Soyakhinsky and Antipayutinsky the northern rift-valley downfolds, which separate Gydansky dome and Tanamsky megaswell. (Fig.1) The southern wing of the anticline, judging by all the reflecting horizons of the sedimentary cover, links with the vast Parusovy downfold, and to the east – with Severo-Yamburgsky downfold.

Soyakinsky and Parusovy downfolds have the type of rift-valley downfolds and are elements of the unified rift-valley downfold system of the West-Siberian petroleum basin. Thick source rock intervals have been accumulated at such downfolds, containing organic matter of sapropelic, humic, and mixed type, as well as multiple coal layers [4, 5]. Such mix of organic matter generated both gaseous and liquid HC [2, 6]. Being sunken at optimal depths with certain temperatures and pressures, such thicknesses form powerful sources of HC generation – major zones of generation of gas, oil and gas, as well as deep-earth gas. A further positive role in this process is played by increased thermal flux and ingress of deep-earth

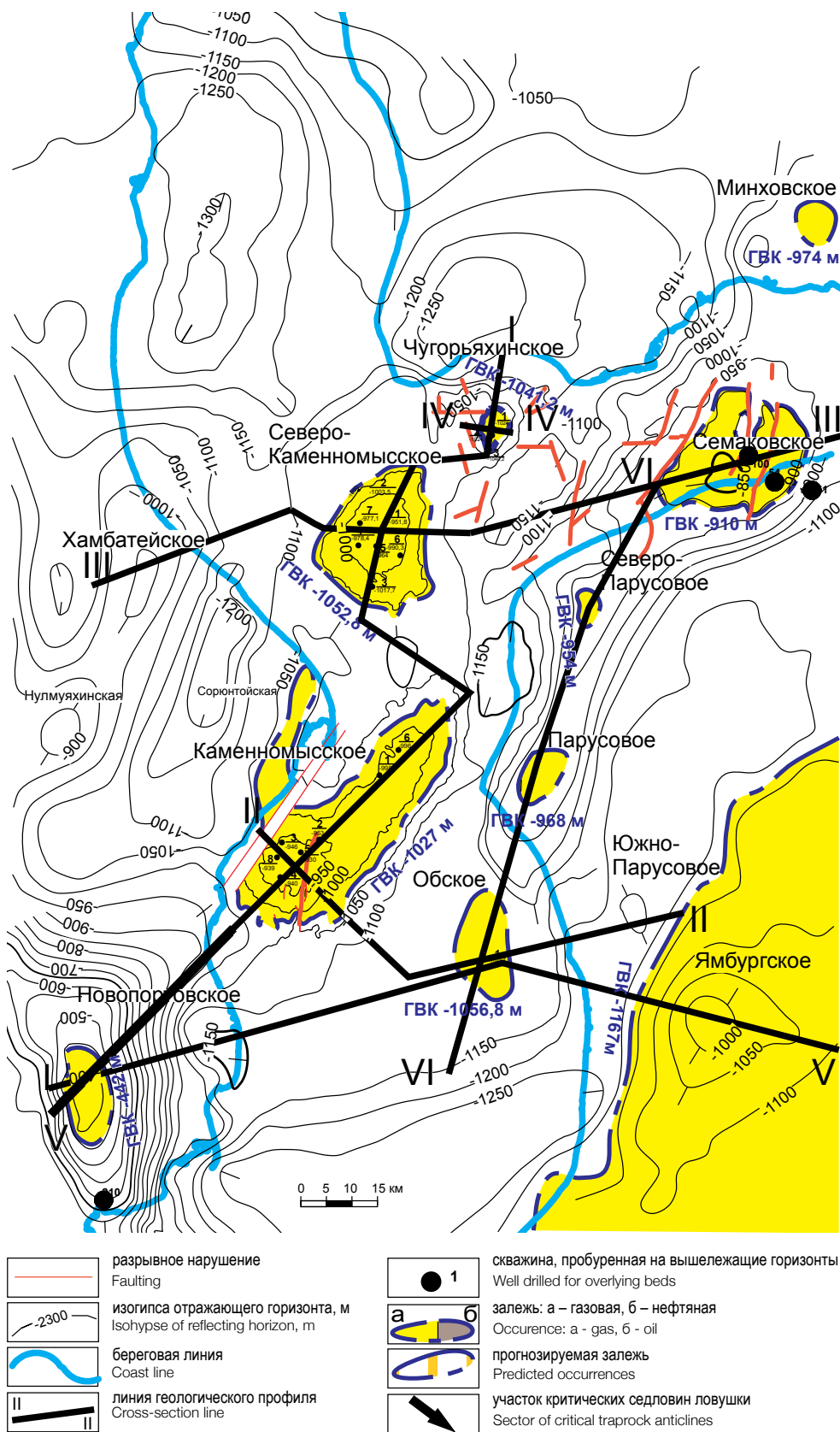


Рис. 2. Структурная карта по отражающему горизонту Г в кровле сеноманского яруса и размещение сеноманских залежей газа в районе Обской и Тазовской губ:
ГБК – газоводяной контакт

Fig 2. Contour map of reflecting horizon Г at the roof of Cemanian stage and allocation of Cenomanian deposits of gas in the area of the Ob Bay and Taz Bay: ГБК – OWC (gas-water contact)

hydrogene through the faults of the rift-valley downfold system. The deep-earth hydrogene, while hydrating petrologen, accelerated the synthesis of HC and contributed to embrittlement of the earth material, creating additional volumetric space for lateral and vertical migration of HC and formation of various fluid content [1, 2] The most favourable conditions for shaping of deposits were created within the inter-rift-valley-downfold, inter-fault, and near-fault hypsymetrically upstanding blocks of syndepositional type, as well as inversion blocks, in sedimentary cover of which, as well as in the rocks of transient formations and basal complex, the most solid traprocks were formed up. This way the shaping of HC deposits at the solid Novoportovsky swell was taking place, as well as at other structures of Nurminsky megaswell, and also similar structures of the whole north of the West Siberia.

Additional structural imaging, based on the integrated data of seismic survey and drilling, made it possible to update the structural plans of reflecting horizons, Г – at the roof of the rocks of Cenomanian stage, M1 – at the roof of the rocks of Aptian stage, and Б – at the roof of the rocks of the Upper Jurassic period (Bezhenov Suite). According to the data of updated imaging, the known gas occurrences in the terrigenous reservoirs of the Cenomanian deposits are associated with the structures, grouping into two isolated swells: 1) Kamennomyssko-Tchugoryakhinsky swell, with an echelon-like position of the structures of Kamennomysskaya, Severo-Kamennomysskaya

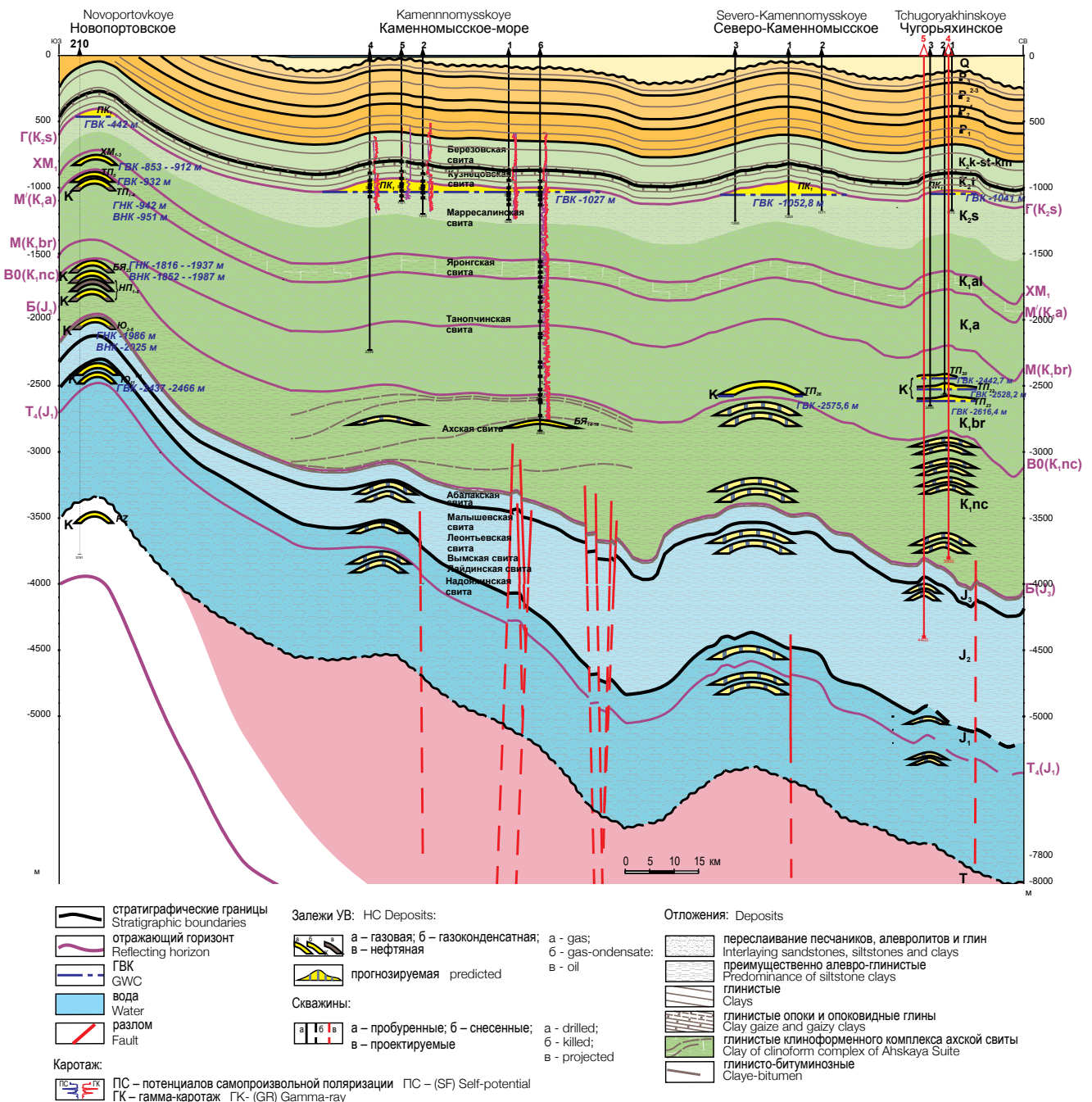


Рис. 3. Геологический профиль через месторождения Новопортновское, Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Чугорьяхинское с известными и прогнозируемыми залежами УВ. Контакты: ГНК - газонефтяной; ВНК - водонефтяной

Fig 3. Geologic cross-section across the fields of Novoportovskoye, Kamennomysskoye Sea, Severo-Kamennomysskoye, Tchugoryakhinskoye with known and predicted HC occurrences. Contacts: ГНК - GOC (gas-oil contact); ВНК - OWC (oil water contact)

Дополнительно выполненные структурные построения по совокупным данным сейс-моразведки и бурения позволили уточнить структурные планы по отражающим горизонтам Г в кровле пород сеноманского яруса, М1 в кровле пород аптского яруса и Б в кровле пород верхнеюрского возраста (баженовская свита). По данным уточненных построений, разведанные газовые залежи в терригенных пластах-коллекторах отложений сеноманского возраста приурочены к

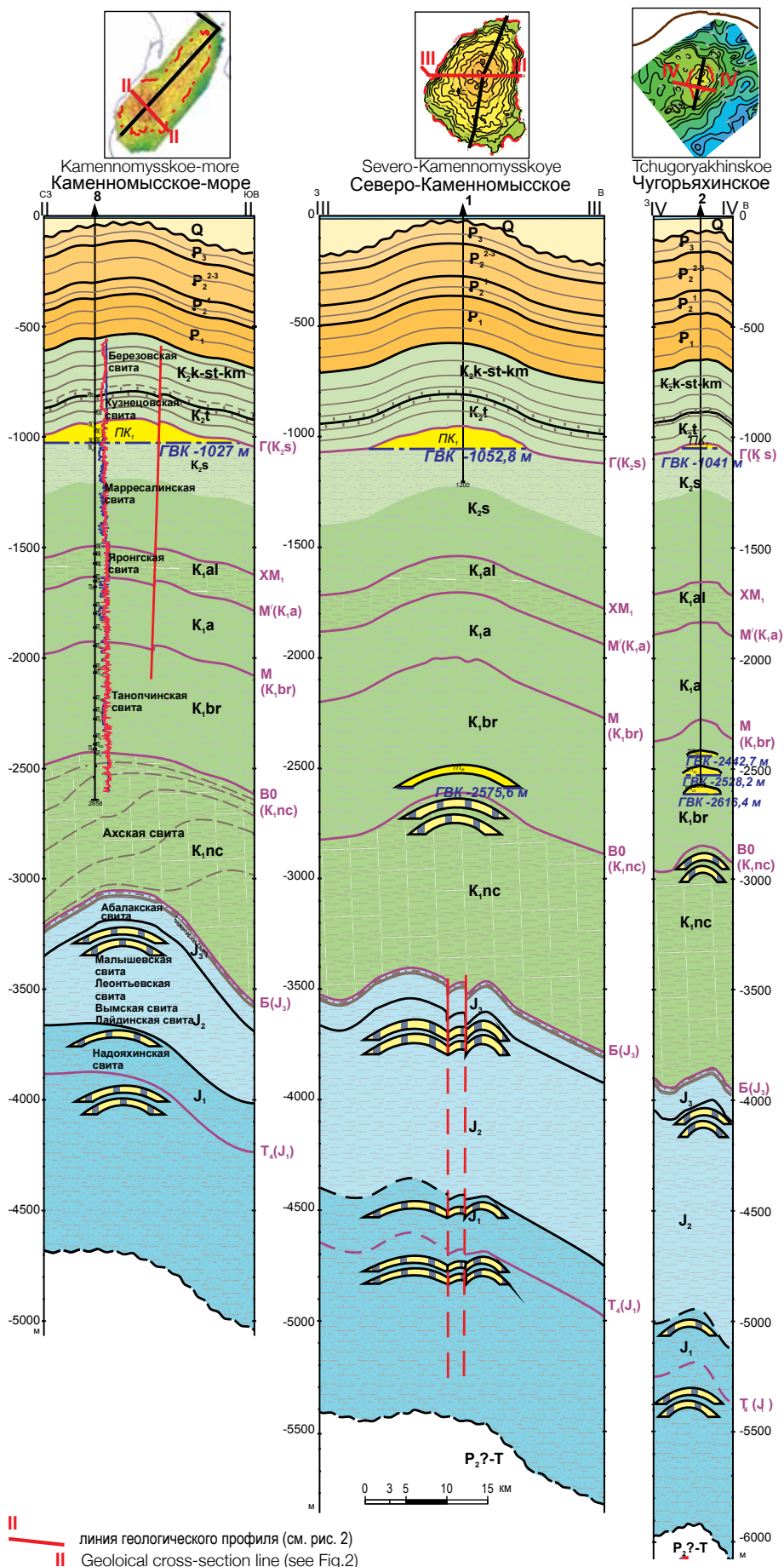
and Tchugoryanskaya - in the western part of the anticline; 2) Obsko-Semakovsky swell, assembling the structures of Obskaya, Parusovaya, Severo-Parusovaya and Semakovskysya (Fig.2). Thus, there exist favorable structural and tectonic conditions for formation of sufficiently solid zone of oil and gas accumulation, surrounded from the north and south with hypocenters of HC generation cauldrons, provided some subjacent structural closures are available there, contributing to local accumulation of HC.

Рис. 4. Геологические разрезы вкрест простирания месторождений района Обской и Тазовской губ: здесь и далее на рис. 7, 8 см. экспликацию к рис. 3

Fig 4. Geologic cross-sections across the fields in the area of the Ob Bay and Taz Bay: here and further in Fig.7, 8 see legend to Fig.3

структурам, группирующимся в два обособленных вала: 1) Каменномысско-Чугорьяхинский с кулисообразным расположением структур Каменномысской, Северо-Каменномысской и Чугорьяхинской в западной части седловины; 2) Обско-Семаковский, объединяющий структуры Обскую, Парусовую, Северо-Парусовую и Семаковскую (рис. 2). Таким образом, благоприятные структурно-тектонические условия формирования достаточно крупной зоны нефтегазоаккумуляции, окруженной с севера и юга гипоцентрами очагов генерации УВ при наличии сквозных гипсометрически замкнутых локальных структур, обеспечивающих локальную аккумуляцию УВ, здесь имеются.

Главный аргумент, заставляющий продолжить анализ и обобщение геолого-геофизических данных по неом-аптскому и юрскому комплексам отложений осадочного чехла, - неоптимальность расположения и/или недостаточная глубина пробуренных единичных скважин на подсеноманские отложения, не позволяющие однозначно судить о промышленной нефтегазоносности этих отложений. Так, на месторождении Каменномысское-море глубокая скв. 6, пробуренная на северной периклинали структуры, хоть и вскрыла газоконденсатную залежь в ахской свите в пластах БЯ14-16, но следующая скв. 8, пробуренная практически в своде главной части структуры, остановлена в той же ахской свите и не вскрыла оптимальной части клино-форм, а также нижерасположенной сводовой части юрского



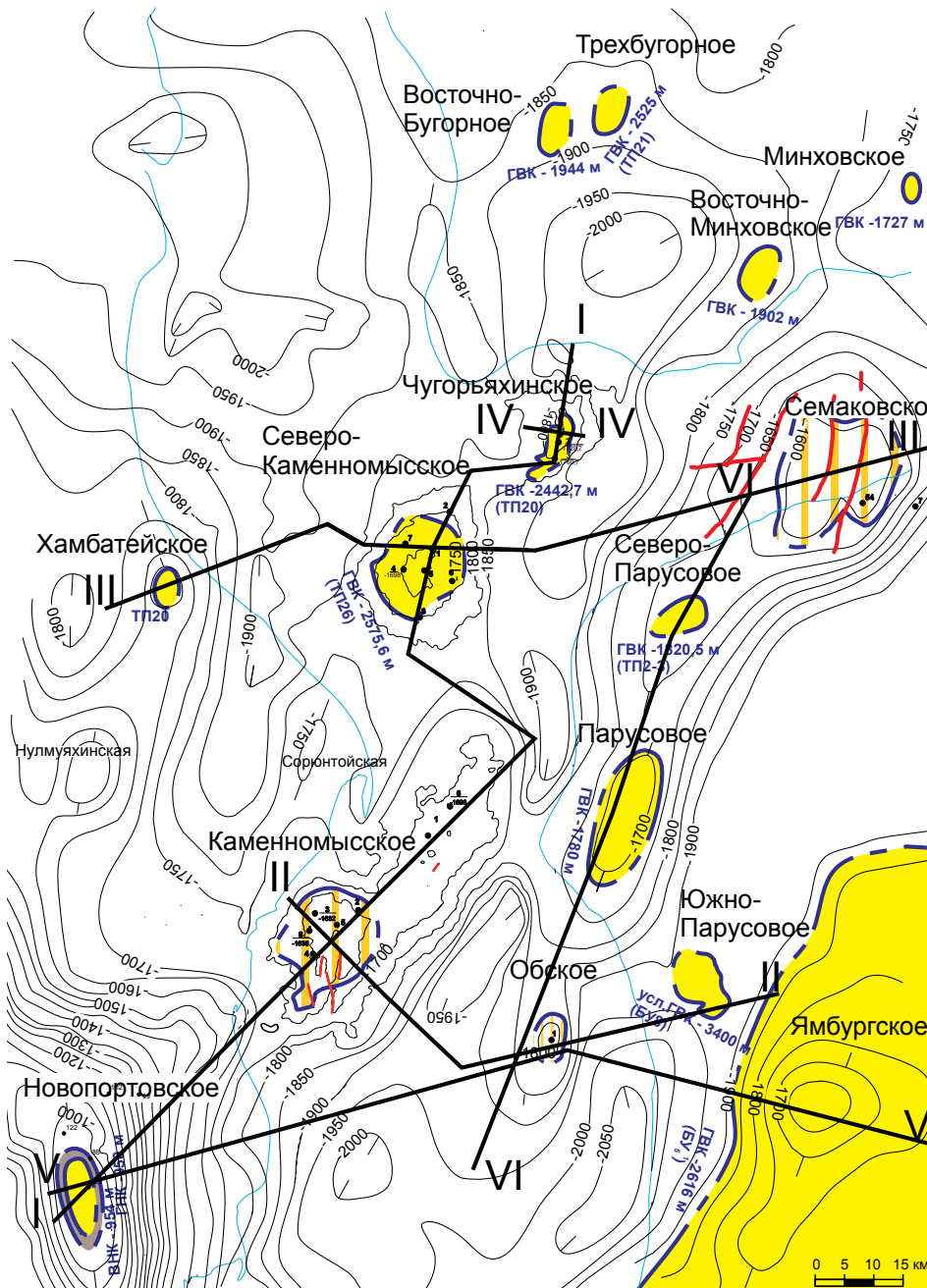


Рис. 5. Структурная карта по отражающему горизонту M1. В отложениях нижней части барремского и неокомского ярусов залежи газоконденсата прогнозируются на Обском месторождении: здесь и далее на рис. 6 см. экспликацию к рис. 2

Fig 5. Contour map of reflecting horizon M1. Occurrences of gas-condensate are predicted in deposits of lower part of Barremian and Neokomian stages at the Obskoye field: Here and further on in Fig 6 see legend to Fig.2

комплекса, где прогнозируются газоконденсатные, а возможно, и нефтегазо-конденсатные залежи (рис. 3, см. рис. 2), как на Новопортовском и других соседних месторождениях. Глубина скв. 8 должна была бы достичь как минимум 4200 м до вскрытия на всю толщину отложений средней (в этой толще прогнозируются пласты-коллекторы ЮТ2...ЮТ5 малышевской и ЮТ7...ЮТ9 вымской свит, ограниченные глинистыми флюидо-упорами) и нижней юры (пласты-коллекторы ЮТ10...ЮТ17 надояхинской

The general submission, it is compelling to continue the analysis and generalization of geologic and geophysical data on Neokom-Aptian and Jurassic complexes of the sedimentary cover is non-optimality of position and/or insufficient in depth of the single drilled wells to the Sub-Cenomanian deposits, not letting an unambiguous conclusion regarding the commercial oil-and-gas bearing capacity of these deposits. Thus, deep well #6 of Kamennomysskoye Sea field, drilled at the northern pericline of the structure, seemed to have opened the gas-condensate occurrence in the Achian Suite, in formations БЯ14-16 Taks, but the following well #8, practically drilled in the dome of the major part of the structure, was stopped in the same Achian Suite, and did not open optimal part of the wedgeouts, as well as the below positioned dome which is part of the Jurassic complex, where the gas-condensate and possibly oil-and-gas condensate deposits have been predicted. (Fig.3, see Fig.2), Like Novoportovskoye and the other neighbouring fields. The depth of Well 8 must have reached at least 4200 m before opening, all the way through the thickness, of deposits of the Middle Jurassic (reservoirs ЮТ2...ЮТ5 of Malyshev Suite and ЮТ7...ЮТ9 of Vymskaya Suite, are predicted here, bounded with argillous impermeable seams) and Lower Jurassic (reservoirs ЮТ10...ЮТ17 of Nadoyakhin (Dzhangodi formation) Suite, as well as ЮТ18...ЮТ23 of Zimnyaya Suite). Besides, Ahskaya Suite, with the clinoform geology within

the structure, needs additional exploration of its wing parts, where gas-condensate deposits may be present, like the cross-section of well 6 at the northern pericline of the structure (Fig.4-6).

The gas-condensate deposit was discovered by wells 5-7 of Severo-Kamennomysskoye field, practically drilled at the dome of the structure in the deposits of the Hauterivian stage (in the lower part of Tanopchinskaya

(джангодской) свиты, а также ЮТ18..ЮТ23, зимней свиты). Кроме того, ахская свита с клиноформным строением в пределах структуры требует доизучения крыльевых частей, где могут быть газоконденсатные залежи по аналогии с разрезом скв. 6 на северной периклинали структуры (рис.4-6). На Северо-Каменномысском месторождении скважинами 5-7, пробуренными практически в сводовой части структуры в отложениях готеривского яруса (в нижней части таноп-чинской свиты - пласт ТП26), открыта газоконденсатная залежь. Однако нижезалегающие толщи неокома и юры бурением не изучены (см. рис. 3, 4). По результатам исследований, структурные и литолого-фациальные условия формирования залежей УВ в не вскрытых бурением неомомских и юрских отложениях здесь аналогичны или даже лучше, чем на месторождении Каменномысское-море, поэтому и приуроченность прогнозируемых залежей УВ в интервале неомомского и юрского комплексов может быть аналогичной месторождению Каменномысское-море.

Не вскрытые бурением залежи УВ в юрско-неомомских отложениях возможны в морской части площади Семаковского месторождения. На этом месторождении пробуренные скважины, вскрывшие отложения неомомского и среднеюрского возраста, размещены в сухопутной (южной) части структуры и, возможно, для структурных условий нижней части разреза оказались в неоптимальном месте (рис. 7). Кроме того, они вскрыли лишь верхнюю, меньшую, часть среднеюрской толщи. Здесь пласты группы БУ имеют толщины от 8 до 52 м, эффективные - от 2 до 12 м. По данным интерпретации геофизических исследований, в скв. 54 выделены пласты БУ6 и БУ8 с неясным характером насыщения на глубинах от 2843 до 2920 м. В скв. 5i при испытании интервала от минус 2071

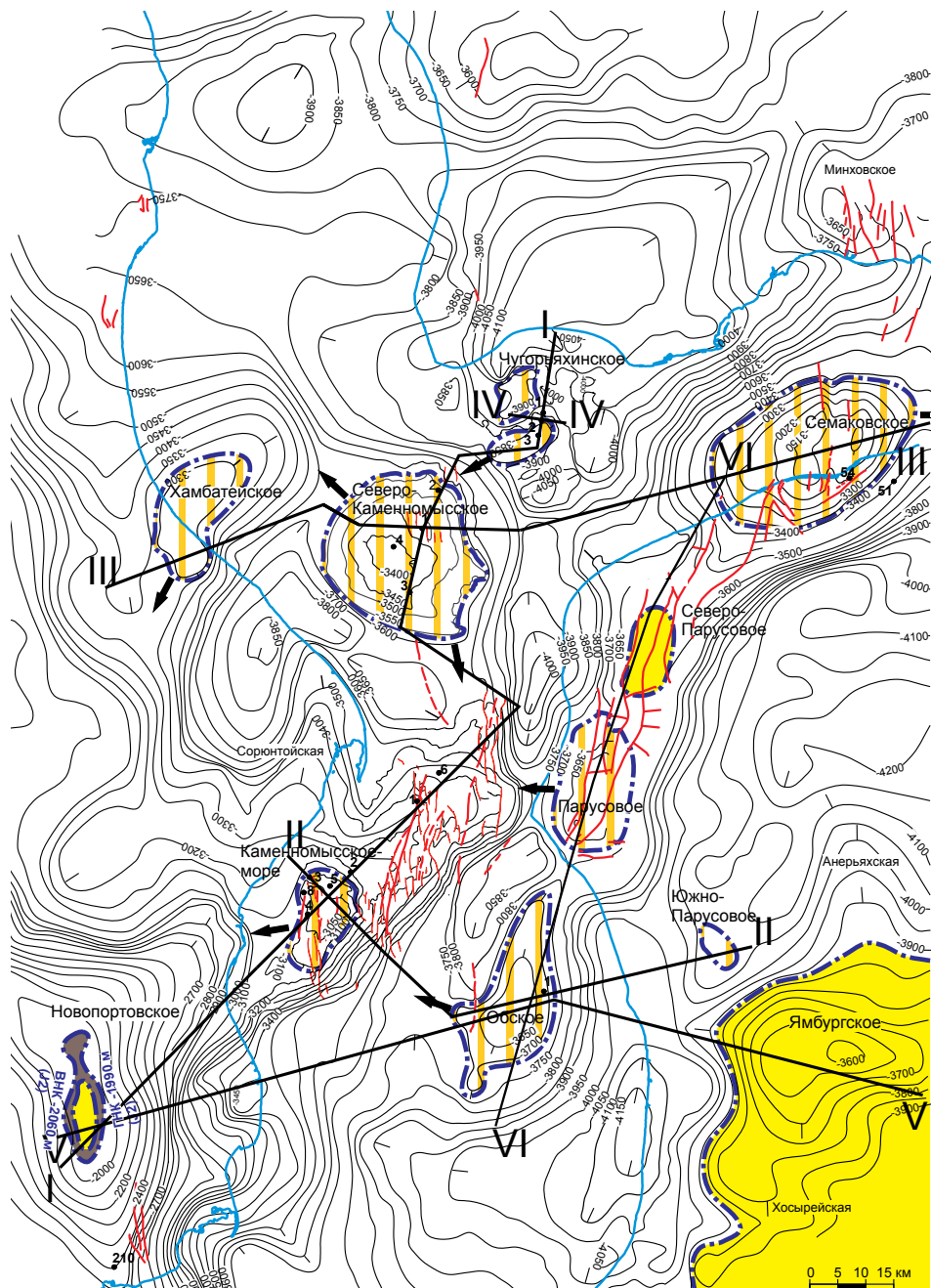
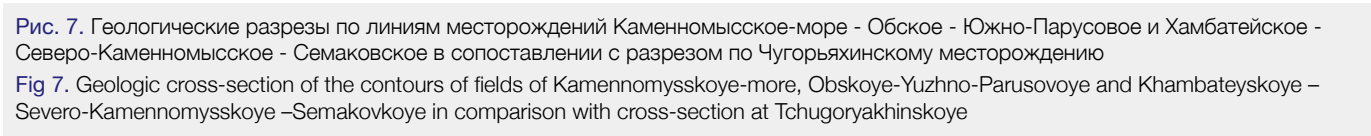


Рис. 6. Структурная карта по отражающему горизонту Б (кровля верхнеюрских отложений) с прогнозируемыми залежами УВ в отложениях средней и нижней юры

Fig 6. Contour map of reflecting horizon B (the roof of Upper Jurassic deposits) with predicted occurrences of HC in deposits of Mid- and Lower Jurassic stage

Suite – formation ТП26). However, the lower deposited formations of Neokomian and Jurassic stages were not explored by drilling (see Fig.3). Based on the drilling results, the structural and lithologic-and-facies conditions for accumulation of HC deposits in the Neokomian and Jurassic deposits, not opened by drilling are similar, or even better than they are at the Kamennomysskoye Sea field, therefore the association of the predicted HC deposits in the interval of Neokomian and Jurassic Suites could be similar to the Kamennomysskoye Sea field. HC occurrences in the Jurassic-Neokomian deposits,



На Чугорьяхинском месторождении также остаются неизученными отложения берриасс-готеривского (ахская свита) и юрского возраста. В северной части газоконденсатной залежи в пласте ТП23 запасы оценены по категории С2. Ниже разрез осадочного чехла месторождения бурением не изучен. По данным сейсморазведки 2D, в

Such prediction is confirmed with the facts of HC deposits discovered in the formation of Neokom and Jurassic at the fields considerably smaller than Semakovskoye,—namely, Severo-Parusovoye, Parusovoye and Yuzhno-Parusovoye.

контуре замкнутой изогипсы минус 2940 м кровли неокомского комплекса (отражающий горизонт B0) площадь структуры составляет 92,7 км², что заметно больше площадей ловушек по вышележащим пластам барремских, апт-альбских и сеноманских отложений. Кроме того, амплитуда структуры для неокомского комплекса возрастает до 110 м при почти идеальном совпадении сводовых частей ловушек УВ в направлении к поверхности. Однако по отражающему горизонту Б в кровле баженовской свиты верхней юры Чугорьяхинская единая структура распадается на две структуры, расположенные в южной и северной приконтурных частях вышележащих ловушек в перекрывающих отложениях мелового возраста (см. рис. 6), что существенно осложняет структурное строение нижней части осадочного чехла Чугорьяхинского месторождения. Замкнутые контуры южной ловушки имеют отметку минус 3840 м, а северной - минус 3910 м, их амплитуды равны 25 и 35 м соответственно. Площади этих структур в контурах нижних замкнутых изогипс составляют 13,60 и 28,65 км² соответственно. Просматривается также сложное соотношение структурных планов отложений юрского возраста с подстилающими породами, вероятно, триаса и палеозоя. Вместе с тем ловушки УВ в пластах-коллекторах неокомского и юрского комплексов могут быть промышленно нефтегазоносными и содержать значительные запасы газа, конденсата и нефти промышленных категорий.

Поскольку Чугорьяхинская, Северо-Каменномысская, Каменномысская-море, Обская и другие структуры рассматриваемого района располагались в берриас-готеривское время вблизи юго-запад-западных источников сноса терригенного материала, то возможно наличие хороших коллекторов во всем стратиграфическом диапазоне развития песчано-глинистой пачки ахской свиты. По итогам региональных сейсморазведочных работ на акватории Обской губы на сейсмотомографическом скоростном разрезе по профилю II хорошо выявляются аномальные зоны пониженной на 10...20 % скорости на пикетах 50...75 км между горизонтами М1 и Б в интервале глубин 2000-2800 м (Н.М. Иванова, Ю.В. Рослов и др., ФГУ НПП «Севморгео», 2008 г.), что, вероятно, связано с присутствием в разрезе пород, характеризующихся хорошими коллекторскими свойствами, и возможным наличием залежей УВ. По этим же материалам зоны развития клиноформенных отложений неоккома хорошо выделяются на разрезах сейсмического атрибута «мгновенная фаза».

Анализ данных о нефтегазоносности уже открытых залежей месторождений Обской и Тазовской губ позволяет прогнозировать на Чугорьяхинском газоконденсатном месторождении открытие залежей

associated with the Aderpatinsky swell and constituting, together with Semakovskoye field, integrated zone of gas-oil accumulation. We should note that the deposits of Jurassic complex, at Yuzhno-Parusovoye and Parusovoye fields, were not explored by drilling under optimal structural conditions.

Not explored deposits of Berriass-Hauterivian (Ahskaya Suite) and Jurassic period of Tchugoryahinskoye field. In the northern part of the gas-condensate occurrence in formation TП23 reserves have been calculated by category C2. The lower part of the cross-section of sedimentary cover of the field was not explored by drilling. According to the data of 2D seismic survey, in the closed contour of minus 2940m of the roof of Neokomian complex (reflecting horizon B0) the area of the structure makes up 92,7km², which is considerably higher than the areas of traprocks along the above deposited formations of Barremian, Apt-albian and Cenomanian occurrences. Besides, the magnitude of the structure increases for the Neokomian complex up to 110m, with almost ideal coincidence of the crests of the reservoir traprocks. However, the integrated Tchugoryakhinskaya structure, across the reflecting horizon Б at the roof of Bezhenov Suite of the Upper Jurassic, falls into two structures, located in the southern and northern marginal reservoir areas of the above positioned traprocks in the overlying sediments of Cretaceous period (see Fig.6), which considerably complicates the structure of the lower part of the sedimentary cover of the Tchugoryakhinskoye field. The closed contours of the southern traprock have elevation of minus 3840m, those of the northern one -re minus 3910m, their magnitudes are 25m and 35m, correspondingly. The areas of these structures within the boundaries of lower closed contours make up 13,60km² and 28,65km², correspondingly. Some complex relationship can be also seen between the structure plans of the Jurassic deposits, with underlying bedrocks, apparently, trias and primary rock. Alongside with that, the HC traprocks in the reservoirs of Neokomian and Jurassic complexes can be commercially oil-and-gas bearing and contain considerable reserves of gas, condensate and oil of industrial grade.

Due to the fact that the Tchugoryakhinskaya, Severo-Kamennomysskaya, KamennomysskayaSea, Obskaya and other structures of the examined region were positioned at the Berrias-Hauterivian times near the south-western source areas of terrigenous material, the presence is quite possible of good reservoirs within the whole stratigraphic range of development of sandy and clayrock member in the Ahskaya Suite. Based on the results of the regional seismic surveys run in the offshore area of the Ob Bay, in the seismic tomography velocity cross-section 11, one can see anomalous zones of the velocity drops, by 10 to 20%, at the survey marks of

газа и газоконденсата, помимо сеноманских, барремских (пласты ТП₂₀, ТП₂₂) и готерив-валанжинских (пласт ТП₂₃) отложений, также возможную нефтегазо-носность пластов ТП₂₄₋₂₅, ТП₂₆, БЯ₁₀, БЯ₁₁₋₁₂, продуктивных на соседних месторождениях и расположенных в сходных литолого-фациальных условиях, соответствующих Ямальскому типу разреза неокома. По результатам корреляционного анализа площадей с продуктивностью барремских и готерив-валанжинских отложений, все указанные пласты уверенно прослеживаются до Чугорьяхинского месторождения. Они, как правило, перекрыты слабопроницаемыми пачками глинистых отложений, являющимися надежными флюидоупорами.

Количественная оценка прогнозируемых извлекаемых запасов газа, конденсата и нефти в неокомском и юрском комплексах осадочного чехла Чугорьяхинского месторождения выполнена с учетом усредненной удельной плотности извлекаемых запасов УВ в указанных комплексах на ближайших более изученных бурением месторождениях. Расчеты показывают, что при 100%-ном заполнении ловушек УВ неокомский комплекс отложений может содержать 76,93 млн т условного топлива (у.т.), в том числе газа 35,20 млрд м³, конденсата 3,07 млн т и нефти 38,66 млн т (табл. 2). В отложениях юрского комплекса в двух закартированных куполах прогнозируются 65,43 млн т у.т. извлекаемых, в том числе газа 46,55 млрд м³, конденсата и нефти 4,21 и 14,67 млн т соответственно.

В южном куполе запасы газа могут составить 14,98 млрд м³, конденсата 1,37 млн т, нефти 4,72 млн т, всего 21,06 млн т у.т. Для северного купола величины извлекаемых запасов газа, конденсата и нефти могут составить соответственно 31,57 млрд м³, 2,86 и 9,95

50...75 km between horizons M1 and Б, in the interval of depths 2000...2800 m (N.M.Ivanova, Yu.V.Roslov and others, FGU NPP "Sevmorgeo", 2008), which is apparently related to existence in the cross-section of some rocks featured with good reservoir properties, and probable existence of HC deposits there. According to the same materials, the areas of development of clinoform deposits of Neokomian period are well delineated in the cross-sections of the seismic characteristic "the instantaneous phase".

The data analysis of oil-and-gas bearing capacity of the already discovered deposits of the fields of the Ob Bay and the Taz Bay make it possible to predict discovery of gas and gas-condensate occurrences at the Tchugoryakhinskoye gas-condensate field, beside the Cenomanian, Barremian (formations ТП₂₀, ТП₂₂) and Hauterive-Valanzhian (formation ТП₂₃) deposits, as well as probable oil-and-gas bearing capacity of formations ТП₂₄₋₂₅, ТП₂₆, БЯ₁₀, БЯ₁₁₋₁₂, which are productive at the neighboring fields and located in similar lithologic-and-facies conditions, matching the Yamal type of the Neokomian cross-section. According to the correlation analysis of areas with productivity of Barremian and Hauterivian-Valanzhian deposits, all the mentioned formations are steadily tracked up to the Tchugoryakhinskoye field. As a rule, they are crossed with members of argillaceous deposits which can be firm impermeable seams. are reliable.

The quantitative evaluation of predicted recoverable reserves of gas, condensate and oil in the Neokomian and Jurassic complexes of sedimental cover of the Tchugoryakhinskoye field was carried out with account of average mean specific density of recoverable HC reserves in the mentioned complexes at the nearest fields, more

Площадь структуры, км² Area of structure, km²	Плотность запасов Density of reserves			Прогнозируемые запасы Predicted reserves			Всего, млн т у.т. Total, MMt of reference fuel
	газ, млрд м³/км² gas, bcm/km²	конденсат извл., млн т/км² Condensate, recov., MMt/km²	нефть извл., млн т/км² Oil recov., MMt/km²	газ, млрд м³ gas, bcm³	конденсат извл., млн т condensate Recov., MMt	нефть извл., млн т Oil recov., MMt	
Неокомский комплекс - Neokomian Complex							
92.7	0.380	0.033	0.417	35.195	3.072	38.658	76.926
Юрский комплекс - Jurassic Complex							
13.6	1.102	0.100	0.347	14.985	1.356	4.722	21.063
28.65				31.569	2.856	9.947	44.372
Всего по юре - Total for Jurassic				46.554	4.212	14.669	65.435
Всего по структурам - Total for structures							42.361

Таблица 2. Расчет прогнозируемых извлекаемых запасов газа, конденсата и нефти для неокомского и юрского комплексов осадочного чехла Чугорьяхинского газоконденсатного месторождения

Table 2. Calculation of predicted recoverable reserves of gas, condensate and oil for Neokomian and Jurassic complexes of sedimentary cover of Tchugoryakhinskoye gas-condensate field

млн т - в сумме 44,37 млн т у.т. Всего в неокомском и юрском нефтегазоносных комплексах прогнозируются запасы УВ в размере приблизительно 142,36 млн т у.т., что в районе с действующими и вновь создаваемыми газонефтепромыслами может представлять коммерческий интерес для газонефтедобычи. По отложениям готерива-валанжина коэффициент заполнения ловушек в перспективных пластах можно принять равным 0,81 по аналогии с залежью пласта ТП₂₆ Северо-Каменномысского месторождения. Дальнейшая доразведка месторождения может быть связана с проверкой прогноза нефтегазоносности юрского комплекса отложений на южном куполе, а в случае подтверждения промышленной нефтегазоносности юрского комплекса отложений на южном куполе возможно бурение поисково-оценочной скважины на северном куполе. Глубина поисково-оценочной скважины на южном куполе структуры должна составлять 4400 м, а на северном - 4500 м. При этом скважина на южном куполе позволит попутно получить информацию о строении, петрофизических свойствах и нефтегазоносности южных частей залежей в отложениях неокомского возраста, что даст возможность уточнить их запасы и оптимизировать положение эксплуатационных скважин на неоком.

На Обском месторождении с небольшой газовой залежью в пласте ПК1 сеноманских отложений, которая была открыта скв. 1, вскрывшей отложения барремского яруса, также не исключаются газоконденсатные и, возможно, нефтяные залежи в нижней части танопчинской свиты барремского яруса, в ахской свите неокома, а также в отложениях юрского комплекса (рис. 8, см. рис. 6, 7). В отложениях юрского комплекса Обская структура имеет более крупные размеры и амплитуду, в отличие от сеноманской, что с учетом наличия промышленно значимых залежей УВ в отложениях нижнего мела и юры на ближайших Парусовом, Северо-Парусовом и других месторождениях Тазовского, Ямальского и Гыданского п-овов делает ее привлекательной с точки зрения продолжения поисковых работ на прогнозируемые залежи УВ в отложениях нижнемелового и юрского возраста.

Наличие взаимоувязанных профильных разрезов через месторождения Обской и Тазовской губ и сравнение их с месторождениями прилегающих районов суши, на которых открыты многочисленные залежи УВ не только в нижнемеловых, но также в средне- и нижнеюрских отложениях, позволяет убедиться, что новые залежи УВ в нижнемеловом и юрском нефтегазоносных комплексах возможны практически на всех выявленных здесь месторождениях. Уточнение структурного плана отложений юрского комплекса с использованием материалов 2D- и 3D-сейсморазведки

explored by drilling. Calculations show it that, in case of 100% filled HC traprocks, the Neokomian complex of deposits may contain 76,93MM tons of reference fuel, including 35,20bcm of gas, 3,07MM tons of condensate and 38,66MMt of oil (see Table 2). It is predicted that 65,43MMt of reference fuel of recoverable reserves, including 46,55bcm of gas, 4,21MMt of condensate and 14,67MMt of oil can be contained in the deposits of Jurassic complex in the two mapped domes.

Gas reserves contained in the southern dome may make up 14,98bcm of gas, 1,37MMt of condensate, 4,72 MMt of oil, and 21,06MMt of reference fuel. For the northern dome, the values of recoverable reserves of gas, condensate and oil, may amount to 31,57bcm, 2,86 and 9,95 млн т могут составить соответственно 31,57 млрд м³, 2,86 and 9,95MMt, correspondingly, in the total amount of 44,37MMt of reference fuel. As a whole, one predicts the HC reserves in the Neokomian and Jurassic oil-and-gas bearing complexes in amount of ca. 142,36MMt of reference fuel, which can present a commercial interest in the area with the existing and newly created gas-and-oil fields. Judging by the Hauterivian-Valanzhinian deposits the spacing factor for traprocks in the zones of interest could be accepted equal to 0,81, similar to the occurrence of formation ТП₂₆ of the Severo-Kamennomysskoye field. Further supplementary exploration of the field can be related to verification of predicted oil-and-gas bearing capacity of the Jurassic complex of deposits in the southern dome, and in case of confirmed commercial oil-and-gas bearing capacity of the Jurassic complex of deposits at the southern dome, drilling of prospect-evaluation well is possible at the northern dome. The depth of the prospect-evaluation well at the southern dome of the structure should be 4400m, and that one at the northern dome – 4500 m. At that, the well at the southern dome would make it possible to obtain data about the structure, petrophysical properties and oil-and-gas bearing capacity of the southern parts of the occurrences in the deposits of the Neokomian period, which would make it possible to update the knowledge of their reserves and optimize the position of development wells at the Neokomian deposits. At the Obskoye field, with a small occurrence of gas in formation ПК1 of Cenomanian deposits, where the deposits of Barremian stage were discovered by well 1, one should not exclude the gas-condensate, and possibly, oil occurrences in the lower part of the Tanopchinskaya Suite of the Barremian stage, in the Ahskaya Suite of the Neokomian stage, as well as in the deposits of the Jurassic complex (Fig.8, see Fig.6,7). The Obskays structure, in the deposits of Jurassic complex, has more solid dimensions and magnitude, in difference from the Cenomanian one, which, taking into account the availability of commercially significant deposits of hydrocarbons in the deposits of the Lower Cretaceous and Jurassic period at the

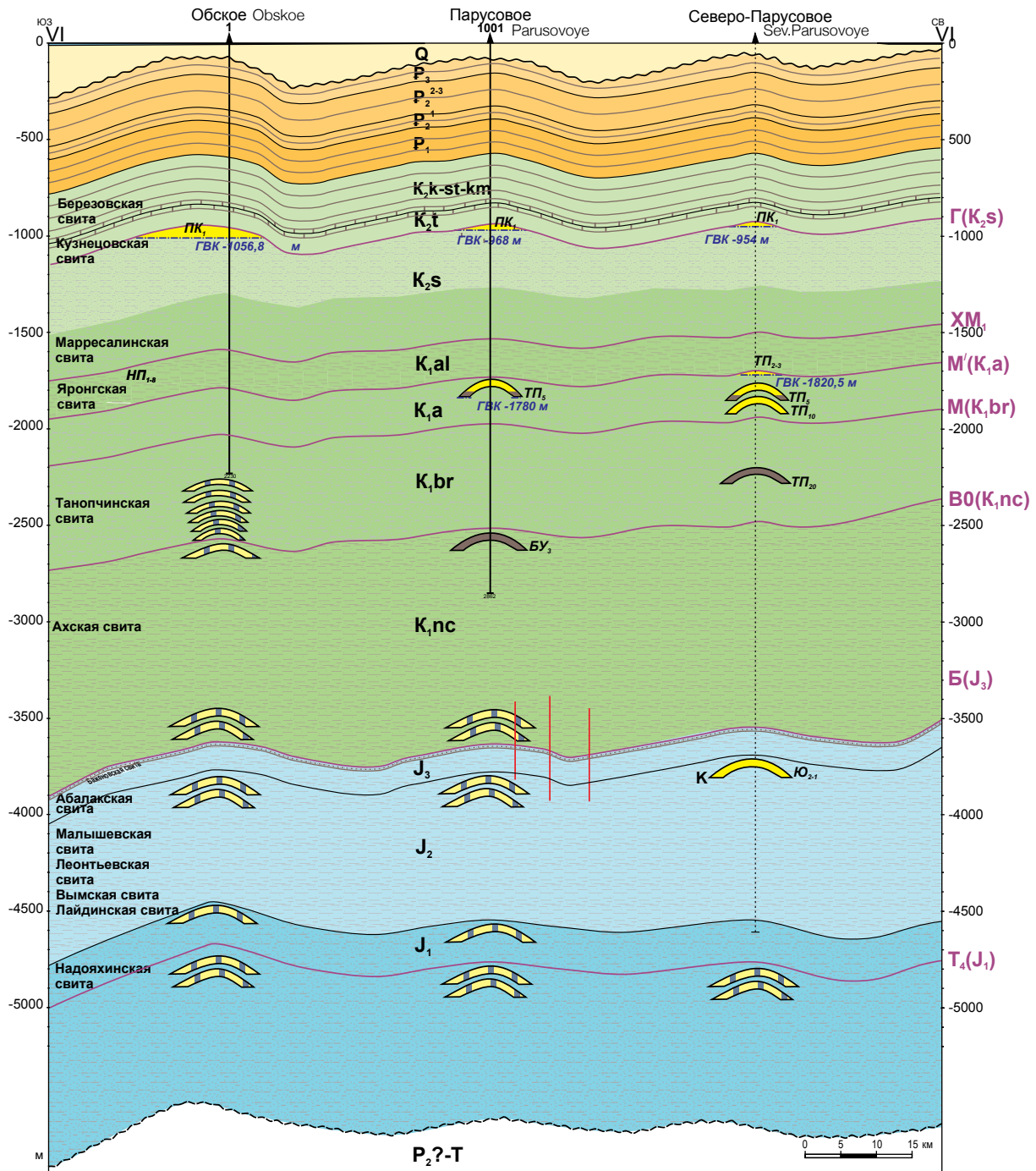


Рис. 8. Геологические разрезы по линии месторождений Обское - Парусовое - Северо - Парусовое

Fig 8. Geologic cross-sections of the contours of the fields of Obskoye - Parusovoye - Severo - Parusovoye

в совокупности с данными бурения позволяет наметить увеличение размеров и продолжение восточной части Хамбате́йской структуры в акваторию Обской губы. В связи с этим на Хамбате́йском месторождении прогнозируются неоткрытые еще залежи УВ как в нижней части неокома, так и в известных пластах-коллекторах средней и нижней юры (см. рис. 6, 7). Здесь целесообразно выполнить детальные сейсморазведочные работы с целью уточнения размеров и морфологии неокотских и

nearest fields of Parusovoye, Severo-Parusovoye and other fields of the Tazovsky, Yamalsky and Gydansky peninsulas, makes it more attractive in terms of continued prospecting works, targeting the predicted occurrences of hydrocarbons in the deposits of Lower Cretaceous and Jurassic periods.

The availability of mutually agreed longitudinal sections across the fields of the Ob Bay and Taz Bay and their comparison with the fields of adjacent dry land, where

юрских ловушек, ожидаемого фазового состава и ресурсов прогнозируемых залежей УВ с последующим определением целесообразности буровых работ.

Таким образом, анализ структурно-тектонических условий нефтегазоносности юрско-нижнемеловых отложений и распределения в осадочном чехле известных промышленно-газонефтенасыщенных и прогнозируемых пластов на открытых газовых месторождениях Каменномысском, Семаковском и Обском и газоконденсатных Северо-Каменномысском и Чугорьяхинском с учетом тектонического строения и нефтегазоносности Карско-Ямало-Гыданской и Надым-Пур-Тазовской синеклиз позволяет сделать вывод о высоких перспективах открытия здесь новых залежей УВ. Предпосылками такого прогноза являются: благоприятные структурно-тектонические условия (установленная седло-ловиннообразная и названная Каменномысско-Чугорьяхинской зона сочленения крупных Нурминского и Нижне-Мессояхского мегаблоков, окруженных частями грабен-рифтовых прогибов - Сояхинского на севере, Парусового на юге); наличие в разрезе осадочного чехла природных резервуаров регионального, зонального и локального распространения, совмещенных с мощными очагами генерации УВ, а также вероятная водородная дегазация недр, способствующая гидрированию органического вещества и синтезу УВ.

Высокая перспективность нефтегазоносности юрско-нижнемеловых отложений определена также с учетом установленных особенностей строения открытых месторождений и выявленных структур на севере Западной Сибири, а именно увеличения с глубиной их размеров и амплитуд, а также возможного смещения сводов относительно разведанных залежей УВ в сеноманских и аптальбских отложениях. Учет этих особенностей строения позволяет оптимально распределить объемы 3D-сейсморазведочных работ и разместить поисковые и разведочные скважины при разбуривании нижнемеловых и юрских ловушек как на открытых месторождениях, так и на новых участках, например на морском продолжении структуры Хамбате́йской.

Новые крупные залежи УВ в юрско-нижнемеловых отложениях могут быть открыты на месторождениях Каменномысское-море, Северо-Каменномысском, Чугорьяхинском и Семаковском. Более крупные залежи по сравнению с открытой сеноманской газовой прогнозируются в отложениях юрского возраста на Обском месторождении. При этом необходимо учитывать весьма сложное строение

multiple occurrences of hydrocarbons were discovered not only in the Low Cretaceous but in the Mid- and Lower Jurassic deposits, makes it possible to verify that new occurrences of HC in the Lower Cretaceous and Jurassic oil-and-gas bearing complexes are probable at practically all the fields discovered in this area. Changes made to the structure plan of deposits of the Jurassic complex, with the use of 2D and 3D materials of seismic survey, combined with drilling data, make it possible to project the increment in dimensions and extension of the eastern part of the Khambateyskaya structure towards the offshore area of the Ob Bay. Due to this, one predicts undiscovered HC occurrences both at the lower part of the Neokomian, and in the known reservoirs of the Mid- and Lower Jurassic stage (see Fig.6,7) Here it is expedient to carry out detailed seismic survey activities with the purpose to specify the dimensions and morphology of the Neokomian and Jurassic traprocks, expected fluid content and resources of predicted HC occurrences, with further decisions regarding the advisability of drilling works.

Therefore, the analysis of structural and tectonic conditions of the oil-and-gas bearing capacities of the Jurassic-Lower Cretaceous deposits and the spread of the known commercially gas-and-oil saturated formations in the sedimentary cover, and predicted formations at discovered gas fields of Kamennomysskoye, Semakovskoye and Obskoye, and gas-condensate fields of Severo-Kamennomysskoye and Tchugoryakhinskoye, with account of tectonic structure and oil-and-gas bearing capacity of Karsko-Yamalo-Gydanskaya and Nadym-Pur-Tazovskaya synclises, makes it possible to draw a conclusion about the high probability of discovering new occurrences of HC deposits. Prerequisites for such prediction are: favorable structural and tectonic conditions (determined anticline-type zone, named Kamennomyssko-Tchugoryakhinskaya zone, of conjunction of solid Nurminsky and Nizhne-Messoyakhsky megaswells, surrounded by parts of rift-valley downfolds-Soyakhinskoye in the North, and Parusovoye – in the South); presence, in the cross-section of the sedimentary cover, of natural reservoirs of regional, zonal and local spread, combined with powerful cauldrons of HC generation, As well as probable hydrogen degasation of subsoil, which contributes to hydrogenation of organic matter and synthesis of HC.

The high prospectivity of oil-and-gas bearing capacity of the Jurassic and Lower-Cretaceous deposits has been also determined in the context of identified specific structure features of the discovered fields and their discovered structures, and namely, their dimensions and magnitude increasing with the depth, as well as probable offset of domes relative to explored HC deposits in the Cenomanian and Apt-Albian accumulations. The account of these peculiarities of the structure makes it possible to spread the scopes of 3D seismic survey works and

залежей в юрском комплексе [7], которые могут характеризоваться наличием литологических, стратиграфических, тектонических экранов и быть приуроченными к отдельным элементам структур – крыльям, периклиналям, а также межструктурным ложбинам, структурным носам и террасам.

Список литературы

1. Астафьев Д.А. Структурно-геодинамические особенности строения и размещения зон нефтегазоаккумуляции на севере Западной Сибири / Д.А. Астафьев, В.А. Скоробогатов, А. М. Радчикова // Тез. докл. VII Международн. конференции «Новые идеи в науках о Земле». - М.: МГРИ-МГГРУ, 2005. - С. 168.
2. Астафьев Д.А. Грабен-рифтовая система и размещение зон нефтегазоаккумуляции на севере Западной Сибири / Д. А. Астафьев, В.А. Скоробогатов, А.М. Радчикова // Геология нефти и газа. - 2008. - № 4. - С. 2-9.
3. Харахинов В. В. Мессояхский порог -уникальный нефтегазогеологический объект на севере Сибири / В.В. Харахинов, Н.М. Кулишкин, С.И. Шленкин // Геология нефти и газа. - 2013. - № 5. - С. 34-48.
4. Ермаков В.И. О соотношении газа и нефти в юрских и меловых отложениях на севере Западной Сибири / В.И. Ермаков, В. А. Скоробогатов // Сб. науч. трудов ИГИРГИ. - М., 1982. - С. 18-29.
5. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала / В. А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. - М.: Недра, 2003. - 352 с.
6. Плотников А.А. Юрский комплекс – новое перспективное направление поиска нефтяных подгазовых залежей в арктических районах Западной Сибири / А. А. Плотников, В. Е. Киченко // Матер. Международн. науч.-практ. конференции «Нефть и газ Арктики» / под ред. В.П. Гаврилова. - М.: Интерконтакт Наука, 2007. - С. 117-125.
7. Астафьев Д.А. Юрский продуктивный комплекс – важнейший объект поисков и разведки скоплений углеводородов в Надым-Пур-Тазовском регионе до 2030 года / Д.А. Астафьев, Г.Р. Пятницкая, А.М. Радчикова и др. // Матер. I Международн. науч.-практ. конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2007). - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. - С. 79-80.

Статья впервые опубликована в научно-техническом сборнике «Вести газовой науки», 2018 г., № 3. Материал любезно предоставлен компанией ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

The original article was first published in the «Vesti Gazovoy Nauki» scientific journal no. 3, 2018. Published with thanks to the Gazprom VNIIGAZ LLC.

allot the prospecting and exploration wells when drilling the Lower Cretaceous and Jurassic traprocks both at discovered fields and at new sites, for example, at an extension of the Khambateyskaya structure.

New solid occurrences of hydrocarbons in the Jurassic-Lower Cretaceous deposits may be discovered at the fields of Kamennomysskoye Sea, Severo-Kamennomysskoye, Tchugoryakhinskoye and Semakovskoye. More solid occurrences, compared to discovered Cenomanian gas occurrence, are predicted in the deposits of the Jurassic period at the Obskoye field. At that, it is necessary to take into account rather complicated structure of deposits of the Jurassic complex [7], which may be featured with lithologic, stratigraphic, tectonic screens and can be associated with separate members of structures – the wings, periclines, as well as inter-structural shallows, structural noses and terraces.

References

1. ASTAFYEV, D.A., V.F. SKOROBOGATOV, A.M. RADCHIKOVA. Structural-geodynamical features of constitution and location of oil-gas-accumulation zones at north of Western Siberia [Strukturnogeodinamicheskiye osobennosti stroyeniya i razmeshcheniya zon neftegazonakopleniya na severe Zapadnoy Sibiri]. Proc. of the VII International sci.-practical conference “New ideas in Earth sciences”. Moscow: Russian State Geological Prospecting University n.a. Sergo Ordzhonikidze, 2005, pp. 168. (Russ.).
2. ASTAFYEV, D.A., V.F. SKOROBOGATOV, A.M. RADCHIKOVA. A graben-rift system and location of oil-gas-accumulation zones at north of Western Siberia [Graben-riftovalaya sistema i razmeshcheniya zon neftegazonakopleniya na severe Zapadnoy Sibiri]. Geologiya Nefti i Gaza. 2008, no. 4, pp. 2–9. ISSN 0016-7894. (Russ.).
3. KHARAKHINOV, V.V., N.M. KULISHKIN, S.I. SHLENKIN. Mesoyakh rise as a unique oil-gas-geological object at the north of Siberia [Messoayakhskiy porog – unikalnyy neftegazogeologicheskyy obyektna severe Sibiri]. Geologiya Nefti i Gaza. 2013, no. 5, pp. 34–48. ISSN 0016-7894. (Russ.).
4. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. On proportions of gas and oil in the Jurassic and Cretaceous sediments at the north of Western Siberia [O sootnoshenii gaza i nefti v yurskikh i melovykh otlozheniyakh na severe Zapadnoy Sibiri]. In: Collected papers of IGIRGI. Moscow: Institute for Geology and Mining of Fossil Fuels, 1982, pp. 18–29. (Russ.).
5. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. Geological structure and oil-gas-bearing capacity of Yamal [Geologicheskoye stroyeniye i neftegazonosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. (Russ.).
6. PLOTNIKOV, A.A., V.Ye. KICHENKO. Jurassic series as a new promising course in search of oil deposits under gas cap in Arctic regions of Western Siberia [Yurskiy kompleks – novoye perspektivnoye napravleniye poiska neftyanykh podgazovykh zalezhey v arkticheskikh rayonakh Zapadnoy Sibiri]. Proc. of the 1st Int. conf. “Arctic Region Oil & Gas (AGOR 2007). Moscow: Interkontakt Nauka, 2007, pp. 117–125. (Russ.).
7. ASTAFYEV, D.A., G.R. PYATNITSKAYA, A.M. RADCHIKOVA et al. Jurassic productive series as the most important object for search and prospecting of hydrocarbon agglomerations in Nadym-Pur-Taz region till 2030 [Yurskiy produktivnyy kompleks – vazhneyshiy obyektna poiskov i razvedki skopleniy uglevodorodov v Nadym-Pur_Tazovskom regione do 2030 goda]. International Conference «World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies» (WGRR-2007): abstract of papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007, pp. 79–80. (Russ.).