

УДК 553.98

О.В. Ивченко, научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», e-mail: O_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru

Зависимость удельной продуктивности скважин от их фациальной принадлежности и засоления коллекторов на примере ботубинского горизонта Чайядинского месторождения

В работе изучена зависимость коэффициента удельной продуктивности терригенных коллекторов ботубинского горизонта от их фациальной принадлежности. Определены фации с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Оценена зависимость засоления порового пространства пород-коллекторов от удельной продуктивности скважин, по этим данным выделено два типа пород-коллекторов.

Ключевые слова: коэффициент удельной продуктивности, фациальная принадлежность коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства, засоление порового пространства.

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юго-западе Республики Саха (Якутия) в пределах Непско-Ботубинской антеклизы. Открыто месторождение в 1980 г.

В тектоническом плане Чайядинское месторождение расположено в северо-восточной части Пеледуйского свода в пределах одноименной Непско-Ботубинской антеклизы и приурочено к ловушке неантиклинального типа. Наличие ловушки связано с зоной регионального выклинивания коллекторов венда вверх по восстанию пластов в сторону Пеледуйского свода.

Мощность осадочного чехла месторождения изменяется от 1600 м на юго-западе до 2020 м на северо-востоке. Разрез представлен терригенными отложениями четвертичного возраста и нижней юры, карбонатно-галогенной толщей среднего и нижнего отделов кембрия и карбонатно-терригенными отложениями венда.

Также особенностями Чайядинского месторождения являются очень низкие термобарические характеристики, пластовая температура равна 9°, давление – 13 МПа, выявлено наличие траппового магматизма и присутствие солей галита

в качестве цементирующего материала породы.

Промышленная нефтегазоносность Чайядинского месторождения связана с вендским нефтегазоносным комплексом. Залежи нефти и газа выявлены в ботубинском, хамакинском и талахском продуктивных горизонтах венда. В единичных скважинах получены притоки газа из вилючанского горизонта. Запасы нефти Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения приурочены к ботубинскому продуктивному горизонту, который, в частности, и будет рассмотрен в данной статье.

Залежь ботубинского горизонта приурочена к головной сводовой части крупной песчаниковой линзы, вытянутой с юго-запада на северо-восток Непско-Ботубинской антеклизы. Тектоническим нарушением залежь разбита на два гидродинамически изолированных блока: северный и южный. Глубина залегания кровли горизонта – от 1419 м на юге и до 1914 м на севере месторождения.

По типу залежи ботубинского горизонта являются в основном газоконденсатными с нефтяными оторочками. Оторочки вытянуты по площади и очень

небольшие по толщине (до 12 м), двух-контактные.

Общая толщина горизонта изменяется от 0 до 40 м. В пределах Чайядинского месторождения горизонт выклинивается в южном, восточном и западном направлениях и только в северном направлении имеет распространение.

Горизонт достаточно однородный по составу. Он сложен светло-серыми, коричнево-серыми и коричневыми песчаниками преимущественно кварцевого состава. По основной части зоны распространения горизонта содержание полевых шпатов небольшое (10–20%) и редко превышает 25%. В зонах малых толщин горизонта (в зонах выклинивания) содержание полевых шпатов возрастает до 25%. В подошвенной части горизонта встречаются пропластки аргиллитов и алевролитов в основном толщиной от нескольких миллиметров до сантиметров. В ряде скважин песчаники нижней части ботубинского горизонта замещаются переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов. Песчаники – от мелко- до среднезернистых, массивные, плотные, крепкие, иногда рыхлые, изредка горизонтально-слоистые, хорошо отсортированные.

Алевриты – серые, зеленовато-серые, крепкие, плотные, иногда с прослоями аргиллита. Аргиллиты – от светло-зеленых до черных, плотные, крепкие, горизонтально-слоистые.

На первом этапе выполнения работы была поставлена задача построения литолого-фациальной модели вендских отложений северо-восточного участка Чаяндинского месторождения, для чего был выполнен литолого-фациальный анализ, базирующийся на комплексе существующих методических приемов как российских, так и зарубежных исследователей [2, 3, 5, 6, 8, 9, 10]. В качестве основных были использованы разрезы скважин № 321-40 и 321-41, пробуренных на краевых частях нефтяной оторочки северного блока ботубобинского горизонта сравнительно недавно, в 2009–2010 гг., и наиболее охарактеризованных керновым материалом.

При анализе данных использовались результаты изучения кернового материала, выполненные Центром исследований нефтегазовых пластовых систем и технологического моделирования ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Литолого-фациальные исследования основывались на трех методических приемах:

- принцип Головкинского – Вальтера (последовательность наложения фациальных осадков в разрезе отражает закономерности их распределения по латерали);

- метод «исключения», который позволяет из нескольких вариантов возможного образования отложений, обладающих близкими первичными признаками, исключить наименее вероятные для данной палеогеографической обстановки;

- диагностика генезиса песчаных тел совместно с анализом толщин самих тел и перекрывающих их глинистых толщ. Согласно изложенным выше методическим приемам, на первом этапе проводился фациальный анализ:

- расчленение разрезов на фации, восстановление соответствующих им осадочных процессов;

- выбор советующей модели формирования продуктивных отложений;

- группирование близких по литологическому составу фаций в микрофации,

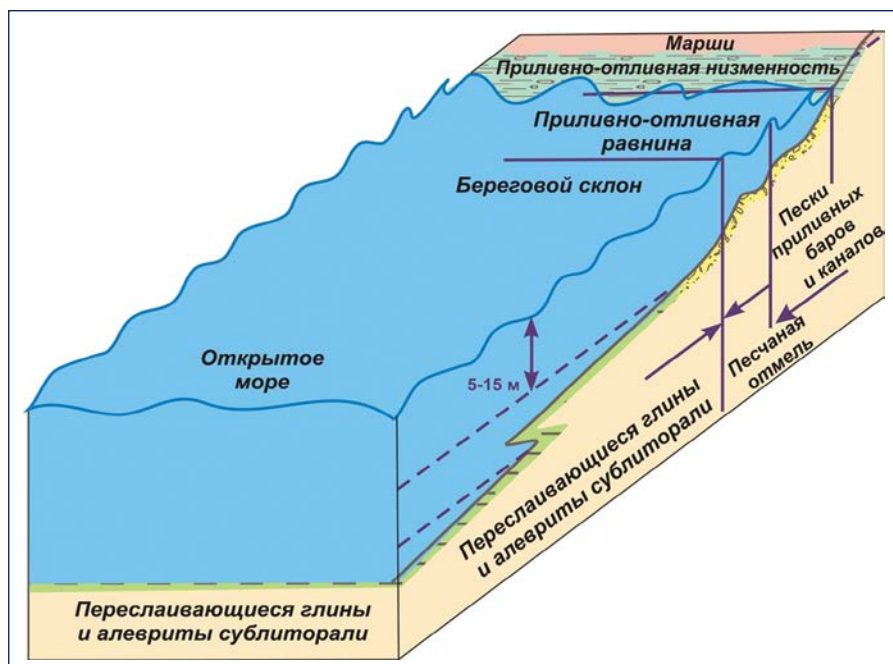


Рис. 1. Схема приливо-отливного побережья

соответствующих выбранным обстановкам осадконакопления.

На втором этапе проводилось литолого-фациальное моделирование:

- выделение объемов фациальных серий и определение поверхностей фациальных несогласий;
 - построение моделей выделенных фациальных серий путем картирования.
- В итоге основной моделью формирования продуктивных горизонтов Чаян-

динского месторождения была принята принципиальная схема формирования отложений на приливо-отливном побережье (рис. 1) [2, 3, 5, 6, 8, 9, 10].

В разрезе верхнепаршинской и нижнебюкской подсвет выделено несколько фациальных комплексов: элювиальный, литоральный и сублиторальный.

К элювиальному комплексу отнесены осадочные отложения, несущие следы субаэральной переработки.

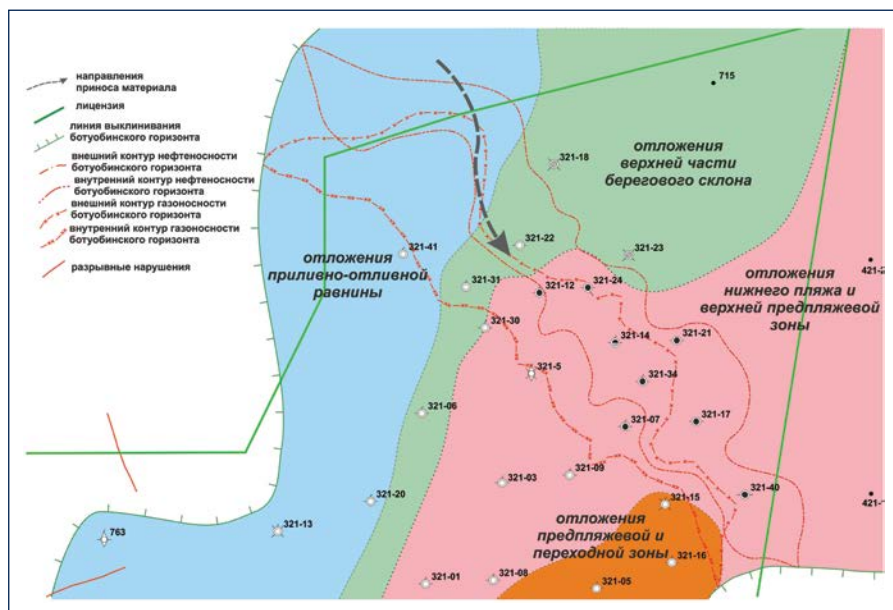


Рис. 2. Схема фациального районирования части северного блока ботубобинского горизонта Чаяндинского месторождения

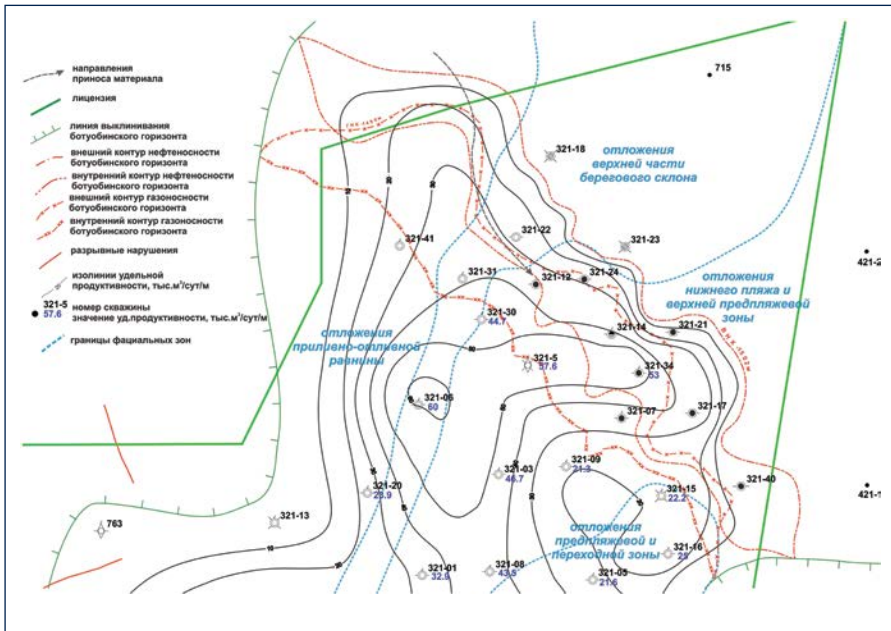


Рис. 3. Схема фациального районирования части северного блока ботубинского горизонта на основе карты распространения удельной продуктивности

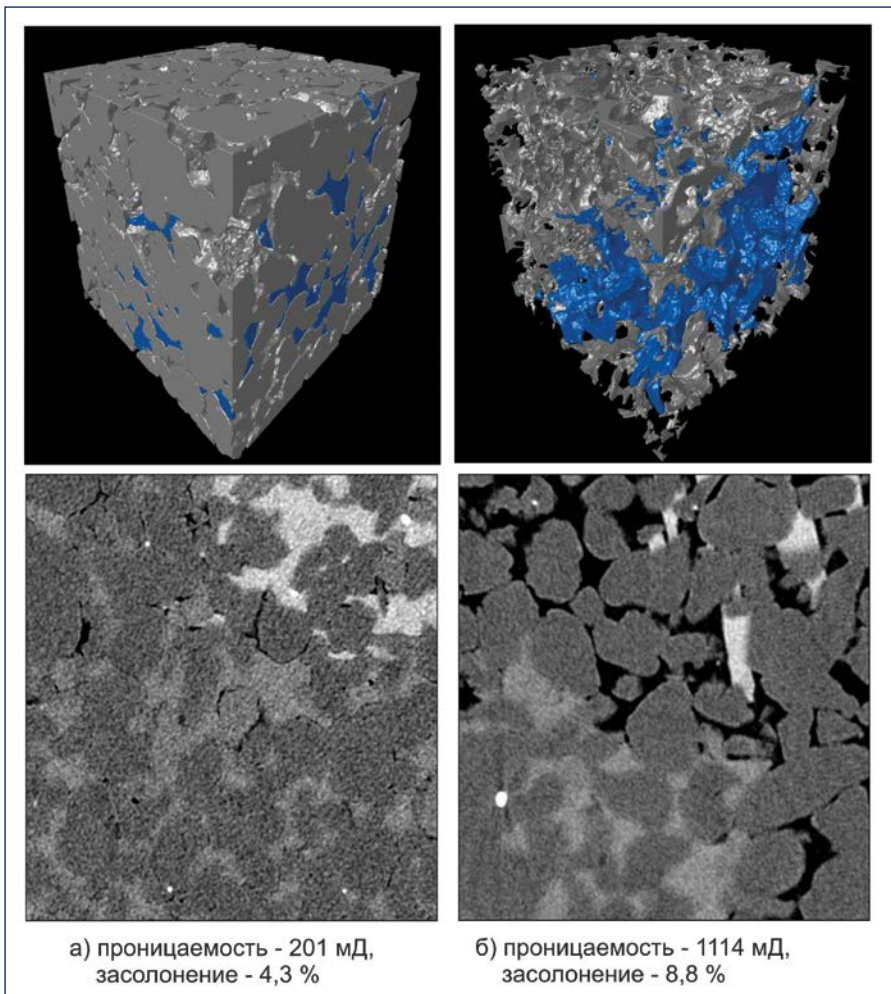


Рис. 4. Объемная 3D-модель (А, Б) и томографические срезы (Б, В) образца среднезернистого кварцевого песчаника [7]

Литоральный комплекс, характерный для верхней части паршинской свиты, объединяет несколько фаций: 1) супралиторали (в минеральном составе пород часто присутствуют микрозернистый кальцит и ангидрит); 2) смешанные илово-песчаные отложения межприливной зоны (равномерное переслаивание илового и песчаного материала с характерной косоволнистой, линзовидной, горизонтально- и волнисто-линзовидной текстурой); 3) иловые отложения межприливной зоны (глинистые и алевро-глинистые породы, которым свойственны буроватые оттенки, неотчетливые текстуры); 4) приливные каналы (разнозернистые песчаники с содержанием обломков пород, с косою слоистостью).

Сублиторальный осадочный комплекс включает фации берегового склона (осадки, представляющие собой сохранившиеся фрагменты устьевых баров, намывных валов, барьерных островов, отливных дельт и других аккумулятивных тел нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны) и мелководного шельфа (темно-серые аргиллиты, глинистые алевроиты и реже – алевроитовые песчаники).

Указанная система формирования осадков позволила рассматривать ботубинский горизонт как отложения фации приливных каналов, фаций иловых и песчано-иловых отложений, переходящих в предпляжевую и переходную зоны (рис. 2).

Вторым этапом в работе стало изучение продуктивности северного блока ботубинского горизонта (район нефтяной оторочки) Чаюдинского НГКМ на основании испытаний в колонне 12 разведочных скважин.

По этим данным был рассчитан коэффициент удельной продуктивности скважин по газу и построена карта-схема распределения расчетного коэффициента:

$$K_{\text{уд.прод.}} = \frac{Q_r}{h_{\text{эф}}},$$

где Q_r – дебит газа при заданной депрессии на пласт (10% от пластового давления);

$h_{\text{эф}}$ – эффективная газонасыщенная толщина.

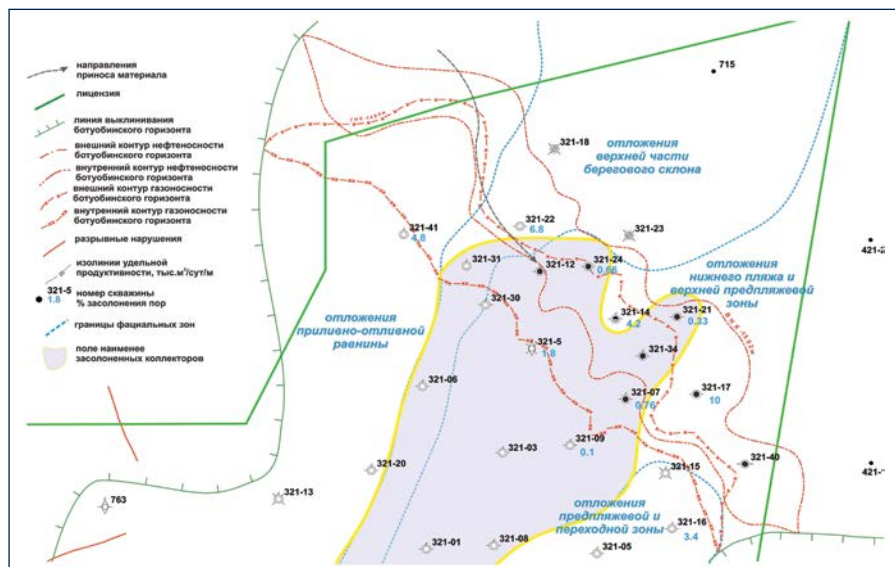


Рис. 5. Схема распространения зоны с минимальным процентом засоления порового пространства

Результаты расчетов, сопоставленные с фациальной принадлежностью скважин, приведены в таблице и на рисунке 3. Средняя удельная продуктивность для рассматриваемого района равна 37 тыс. м³/сут./м.

Как видно из рисунка 3, скважины с максимальной удельной продуктивностью (№ 321-06, 321-5, 321-34, 321-03) расположены в пределах отложений верхней части берегового склона и отложений нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны, которые соответствуют фациям иловых и илово-песчаных отложений и фации берегового склона литорального и сублиторального фациальных комплексов, а скважины с меньшей продуктивностью относятся к отложениям приливо-отливной равнины (фация приливных каналов) и предпляжевой и переходной зон, соответствующих фации мелководного шельфа (№ 321-20, 321-15, 321-16, 321-05).

Результаты фациального анализа хорошо коррелируются с данными удельной продуктивности скважин.

Строение продуктивного горизонта, его макро- и микронеоднородность, структура порового пространства, тип коллектора влияют на эффективность разработки месторождения. В связи с этим изучение связи засоления пустотного пространства коллекторов с удельной продуктивностью скважин требует детального изучения.

Засолонение и сульфатизация пород Чаяндинского месторождения, вероятно, связаны с процессами воздействия траппового магматизма, который привел к интенсивному прогреванию вышележащих сульфатных и галитовых отложений. В процессе гравитационного просачивания по зонам трещиноватости происходило выпадение кристаллов соли и ангидрита и заполняло межзерновое пространство песчаников. Просачивание растворов из вышележащих пластов в нижележащие обуславливается аномально низкими пластовыми давлениями и температурой, характерными для Чаяндинского месторождения.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» впервые проведено комплексное экспериментальное изучение особенностей строения коллекторов методами компьютерной томографии, растровой электронной микроскопии, ртутной порометрии, микроскопии в прокрашенных шлифах [7, 8]. Выявлено, что засоление порового пространства частичное и распределено в объеме породы локально, поэтому коллекторы сохранили высокие фильтрационно-емкостные свойства. На рисунке 5 показано засоление порового пространства на примере среднезернистого кварцевого песчаника [8].

Также построенная по данным исследований керна схема (рис. 5) показывает, что зона распространения наименее

РОССИЙСКИЙ
РАЗРАБОТЧИК
И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
противокоррозионных
и огнезащитных
лакокрасочных
материалов
марки Акрус®,
специального
и промышленного
назначения.



НАДЕЖНЫЕ
СТРАТЕГИИ
ЗАЩИТЫ



Мы производим только защитные покрытия. Это позволяет нам концентрироваться на особенностях их изготовления и потребления.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:

- ▶ Нефтехимическая индустрия
- ▶ Нефтегазодобывающая промышленность
- ▶ Судостроение
- ▶ Машиностроение
- ▶ Мостостроение
- ▶ Гражданское строительство
- ▶ Огнезащитные покрытия



www.akrus.pф
www.akrus-akz.ru
info@akrus-akz.ru
117420, г. Москва,
ул. Намёткина, д. 10Б
тел./факс: +7(495) 363 5669



Рис. 6. Зависимость удельной продуктивности скважин от засоления порового пространства пород-коллекторов

засоленных пород соответствует фациям иловых и илово-песчаных отложений и фации берегового склона литорального и sublиторального фациальных комплексов, в пределах ко-

торых и расположены скважины с максимальной удельной продуктивностью. Это говорит о том, что существует связь между засолением пор и продуктивностью скважин. Для изучения данной

закономерности был построен график зависимости удельной продуктивности скважин от процента засоления пор, взвешенного по толщине продуктивного горизонта (рис. 6).

Анализируя данную диаграмму, мы видим, что можно выделить два типа пород-коллекторов: I тип – породы с высоким засолением пор и минимальной удельной продуктивностью и II тип – породы с низким засолением пор и высокой продуктивностью. II тип пород-коллекторов также соответствует фациям иловых и илово-песчаных отложений и фации берегового склона, что говорит об их улучшенных фильтрационно-емкостных характеристиках.

ВЫВОДЫ:

1. Потенциальная продуктивность скважин ботубинского горизонта зависит от их фациальной принадлежности: скважины с максимальной удельной продуктивностью расположены в пределах отложений верхней части берегового склона и отложений нижнего пляжа и верхней предпляжевой

Таблица. Сопоставление результатов группирования продуктивности разведочных скважин с фациальной принадлежностью ботубинского горизонта

№ скв.	Эффективная газонасыщенная толщина, м	Дебит газа при депрессии 10% от Рпл	Фациальная принадлежность продуктивных отложений	Коэффициент удельной продуктивности, тыс. м³/сут./м
321-5	20,7	936	Отложения нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны	57,6
321-01	17,5	550	Отложения нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны	32,9
321-03	15	456	Отложения нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны	46,7
321-05	9,5	205	Отложения предпляжевой и переходной зон	21,6
321-06	11,7	594	Отложения верхней части берегового склона	60
321-08	13,4	480	Отложения нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны	43,5
321-09	20,1	405	Отложения нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны	21,3
321-15	10,8	240	Отложения предпляжевой и переходной зон	22,2
321-16	9,8	245	Отложения предпляжевой и переходной зон	25
321-20	9	215	Отложения приливо-отливной равнины	23,9
321-30	14,8	662	Отложения верхней части берегового склона	44,7
321-34	6,6	350	Отложения нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны	53

зоны, которые соответствуют фациям иловых и илово-песчаных отложений и фации берегового склона литорального и сублиторального фациальных комплексов.

2. Наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают отложе-

ния берегового склона, в структурном плане совпадающие с центральными областями ботубобинского горизонта, соответствующие зонам с максимальной удельной продуктивностью.

3. В пределах ботубобинского горизонта Чаюдинского НГКМ выделяются два

типа пород-коллекторов: I тип – породы с высоким засолением пор (до 9,8%) и минимальной удельной продуктивностью (10 тыс. м³/сут./м) и II тип – породы с низким засолением пор (до 0,1%) и высокой продуктивностью (до 52 тыс. м³/сут./м).

Литература:

1. Гурова Т.И., Чернова Л.С., Потлова М.М. и др. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1988 г. – 271 с.
2. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Непско-Ботубобинская антеклизы – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР. – Н: Наука, Сиб. отделение, 1986. – 245 с.
3. Лебедев М.В., Чернова Л.С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботубобинской антеклизы (Сибирская платформа). – Геология и геофизика, 1996. – Т. 37. – № 10. – С. 51–64.
4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 259 с.
5. Рединг Х. Обстановка осадконакопления и фации. – М.: Мир, 1990. – Т. 1. – 350 с.
6. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановка терригенного осадконакопления. Пер. с англ. – М.: Недра, 1981. – 438 с.
7. Рыжов А.Е., Савченко Н.В., Перунова Т.А., Орлов Д.М. Влияние особенностей строения порового пространства коллекторов Чаюдинского НГКМ на их фильтрационные характеристики // Тезисы докладов II Международной научно-практической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR 2010), Москва, 28–29 октября 2010 г. – С. 62.
8. Рыжов А.Е. Особенности строения пустотного пространства пород-коллекторов ботубобинского горизонта Чаюдинского месторождения // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 49–55.
9. Селли Р.С. Древние обстановки осадконакопления. Пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 93 с.
10. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубобинская, Байкитская антеклизы, Катангская седловина). – М.: СО РАН, 2007. – 467 с.

UDC 553.98

O.V. Ivchenko, Research Assistant, Gazprom VNIIGAZ LLC, e-mail: O_Ivchenko@vniigaz.gazprom.ru

Dependence of the specific productivity of wells on their facies and salinization of reservoirs based on the case of Botubobinskiy horizon of Chayandinskoye field

The work studies dependence of the specific productivity coefficient of terrigenous reservoirs of Botubobinskiy horizon on their facies. Facies with the best filtration and storage capacity properties are determined. Dependence of the reservoir rocks pore space salinization on the specific productivity of wells is evaluated, and two types of reservoir rocks are distinguished according to the findings.

Key words: specific productivity coefficient, reservoir facies, filtration and storage capacity properties, salinization of pore space.

References:

1. Gurova T.I., Chernova L.S., Potlova M.M., et al. Litologiya i usloviya formirovaniya rezervuarov nefiti i gaza Sibirskoi platformy (Lithology and conditions for formation of oil and gas reservoirs of the Siberian platform). – Moscow: Nedra, 1988 – 271 p.
2. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. Nepsko-Botubobinskaya antekliza – novaya perspektivnaya oblast' dobychi nefiti i gaza na vostoке SSSR (Nepsko-Botubobinskaya anteklise – new prospective area of oil and gas recovery in the east of the USSR). – N.: Nauka, Siberian office, 1986. – 245 p.
3. Lebedev M.V., Chernova L.S. Fatsial'nye modeli terrigennykh otlozheniy venda severo-vostoka Nepsko-Botubobinskoi anteklizy (Sibirskaya platforma) (Facial models of terrigenous deposits of the North-East Vendian of Nepsko-Botubobinskaya anteklise (Siberian platform)). – Geology and Geophysics, 1996. – Vol. 37. – No. 10. – P. 51–64.
4. Muromtsev V.S. Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel litologicheskikh lovushek nefiti i gaza (Electrometrical geology of sand bodies of oil and gas lithologic traps). – L.: Subsoil resources, 1984. – 259 p.
5. Reding H. Obstanovka osadkonakopleniya i fatsii (Deposition and facies environment). – Moscow: Mir, 1990. – Vol. 1. – 350 p.
6. Reinek G.E., Singh I.B. Obstanovka terrigennogo osadkonakopleniya (Terrigenous deposition environment). Translation from English. – Moscow: Nedra, 1981. – 438 p.
7. Ryzhov A.Ye., Savchenko N.V., Perunova T.A., Orlov D.M. Vliyanie osobennostei stroeniya porovogo prostranstva kollektorov Chayandinskogo NGKM na ikh fil'tratsionnye kharakteristiki (Influence of Chayandinskoye oil and gas condensate field reservoir pore space peculiarities on their filtration properties) // Theses of II International Scientific and Practical Conference «World Gas Resources and Reserves, and Prospective Technologies of their Development» (WGRR 2010), Moscow, October 28–29, 2010. – P. 62.
8. Ryzhov A.Ye. Osobennosti stroeniya pustotnogo prostranstva porod-kollektorov botubobinskogo gorizonta Chayandinskogo mestorozhdeniya (Structural features of reservoir rock voids in Botubobinskiy horizon of Chayandinskoye field) // Oil and Gas Geology. – 2011. – No. 4. – P. 49–55.
9. Selley R.Ch. Drevnie obstanovki osadkonakopleniya (Ancient sedimentary environments). Translation from English. – Moscow: Nedra, 1989. – 93 p.
10. Shemin G.G. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh raionov Sibirskoi platformy (Nepsko-Botubobinskaya, Baikitskaya anteklizy, Katangskaya sedlovina) (Geology and oil and gas occurrence outlooks of Vendian and Lower Cambrian in the central regions of the Siberian platform (Nepsko-Botubobinskaya, Baikitskaya anteklises, Katang saddle)). – Moscow: Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2007. – 467 p.