

УДК 550.8.052:553.041/553.981/982(571/1)

## **ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ БАТСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА В КАРСКО-ЯМАЛЬСКОМ РЕГИОНЕ**

### ***Валерий Александрович Казаненков***

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН (ИНГГ СО РАН), 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, зав. лаборатории геологии нефти и газа Западной Сибири, тел. (383)363-91-92, e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

### ***Людмила Галерьевна Вакуленко***

ИНГГ СО РАН, канд. геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: VakulenkoLG@ipgg.sbras.ru

### ***Светлана Владимировна Рыжкова***

ИНГГ СО РАН, канд. геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник лаборатории геологии нефти и газа Западной Сибири тел. (383)306-61-73, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru

### ***Петр Александрович Ян***

ИНГГ СО РАН, канд. геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

На основе анализа геолого-геофизических материалов, полученных в результате бурения в Ямальской и Гыданской НГО, приведено описание геологического строения и нефтегазоносности батского регионального резервуара, как одного из перспективных объектов при поисках залежей углеводородов в Карско-Ямальском регионе.

**Ключевые слова:** Карско-Ямальский регион, батский резервуар, нефтегазоносность.

## **GEOLOGY AND RESOURCE POTENTIAL OF THE BATHONIAN REGIONAL RESERVOIR, KARA-YAMAL REGION**

### ***Valery A. Kazanenkov***

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG SB RAS), Acad. Koptuyg av., 3, Novosibirsk, 630090, PhD in geol.-min., docent, Head of Laboratory of Petroleum Geology of West Siberia, tel. (383)333-23-03, e-mail: KazanenkovVA@ipgg.sbras.ru

### ***Ludmila G. Vakulenko***

IPGG SB RAS, PhD in geol.-min., leading research scientist of Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: VakulenkoLG@ipgg.sbras.ru

### ***Svetlana V. Ryzhkova***

IPGG SB RAS, PhD in geol.-min., senior research scientist of Laboratory of Petroleum Geology of West Siberia, tel. (383)306-63-71, e-mail: RizhkovaSV@ipgg.sbras.ru

### ***Petr A. Yan***

IPGG SB RAS, PhD in geol.-min., senior research scientist of Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: YanPA@ipgg.sbras.ru

Core and log data from wells drilled in the Yamal and Gydan petroleum areas were used to infer the geological structure and reservoir properties of the Bathonian regional reservoir as a potential exploration target within the Kara-Yamal region.

**Key words:** Kara-Yamal region, Bathonian reservoir, hydrocarbon potential.

В последние годы в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) значительные перспективы открытия новых залежей и месторождений углеводородов, в том числе и крупных по запасам, связываются с арктическими территориями, к которым относится Карско-Ямальский регион, включающий Ямальскую, Гыданскую и Южно-Карскую нефтегазоносные области (НГО). Здесь уже выявлены промышленные залежи нефти и газа в широком стратиграфическом диапазоне – от зоны контакта фундамента с осадочным чехлом по сеноман включительно. Однако, как хорошо известно, основные запасы углеводородов (преимущественно газа и газоконденсата) здесь открыты в апт-альбском и альб-сеноманском продуктивных комплексах. Это объясняется, в первую очередь, их лучшей изученностью глубоким бурением.

В отложениях юры на территории Карско-Ямальского региона наиболее перспективным рассматривается батский региональный резервуар, проницаемая часть которого представлена песчано-алевролитовыми пластами малышевской свиты, перекрытых глинистыми образованиями келловей и всей верхней юры (нурминская, абалакская и бажендовская свиты).

Батский региональный резервуар в Карско-Ямальском регионе распространен практически повсеместно. Он отсутствует только в зоне, шириной от 10 до 60 км, вдоль обрамления Южно-Карской мегасинеклизы, представленного Югорским полуостровом, островом Вайгач, архипелагом Новая Земля, Северо-Сибирским порогом и полуостровом Таймыр.

В современном рельефе кровли резервуара наибольшие абсолютные глубины ее залегания фиксируются в наиболее погруженной депрессии – Предъямальской синеклизе, расположенной к северо-западу от п-ва Ямал, в пределах которой они находятся ниже отметки - 4400 м. Ее вздымание происходит закономерно от центральных частей бассейна к его обрамлению, где абсолютные глубины изменяются от -800 до -1000 м.

**Проницаемый комплекс** батского резервуара сложен регионально выдержанными пластами: снизу вверх Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>2</sub> и разделяющими их глинистыми пачками. По материалам ГИС глинистая пачка между пластами Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub>, прослеживается более отчетливо по сравнению с пачкой, разделяющей пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub>. Суммарная толщина песчаников проницаемого комплекса в разрезах скважин, пробуренных на полуостровах Ямал и Гыданский, изменяется от нескольких метров до 40 м (рис.). Обычно она составляет 20-35 м. В открытых залежах углеводородов в Ямальской и Гыданской НГО общие насыщенные толщины коллекторов изменяются от 3 м до 35 м, наиболее часто от 20 до 30 м. Эффективные насыщенные толщины изменяются от 2 м до 27 м.

В пределах Карско-Ямальского региона проницаемый комплекс залегает на глубинах от 1100 м вдоль обрамления до более чем 4500 м в наиболее погруженных частях Предъямальской синеклизы. Его общая толщина изменяется от 0 м до 100 м.

По материалам изучения керн проницаемый комплекс батского резервуара представлен неравномерным чередованием песчаников, алевролитов с прослоями аргиллитов и пачек мелкого и тонкого переслаивания алеврито-глинистых пород. Исследования вещественного состава показали, что обломочные породы представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Среднезернистая песчаная фракция выявлена лишь в отдельных образцах и в незначительных количествах (максимум – 7%, в среднем 0,8%). Практически всегда присутствует значительная примесь алевритового материала, вплоть до перехода в алевропесчаники. По составу обломочного материала породы полимиктовые, преобладают полевошпатово-литокластито-кварцевые и полевошпатово-кварцево-литокластито-кварцевые типы. Значимой зависимости фазового состава от гранулометрического состава обломков не выяв-

лено. Содержание кварца в обломочной части изменяется от 30 до 48% (в среднем 41%), полевых шпатов – от 10 до 31% (в среднем – 21%), обломков пород – от 28 до 46% (в среднем – 37%). Содержание слюд изменяется от долей % до 3%. Для обломков кварца характерно нормальное и слабоволнистое погасание, значительной регенерации не наблюдалось. Для полевых шпатов выявлено устойчивое и значительное преобладание калиевых разновидностей (6-22%, в среднем – 17%) над плагиоклазами (1-11%, в среднем – 5%). Большинство полевых шпатов в разной степени затронуты пелитизацией и серицитизацией, спорадически встречается карбонатизация, реже – катаклаз и слабая каолинитизация. Состав обломков пород очень разнообразный, в целом каркасные компоненты (16-39%, в среднем – 26%) стабильно преобладают над пластичными (3-20%, в среднем – 11%). Среди каркасных обломков пород существенно преобладают обломки кремнистых пород, эффузивов кислого и среднего состава, реже – обломки гранитоидов.

Пластичные обломки пород состоят преимущественно из аргиллитов и сланцев. Слюды представлены в основном мусковитом и биотитом, в меньших количествах присутствует хлорит. Цемент преимущественно карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный. Общее содержание цемента изменяется от 5 до 34% (в среднем – 18%), в редких случаях интенсивной карбонатизации содержание цемента увеличивается до 55%. В его составе обычно присутствует хлорит-гидрослюдистый пленочный и порово-пленочный материал (от 1 до 20%, в среднем – 7%); кальцит/доломит (от долей % до 50%, в среднем – 9%, часто кальцит и доломит присутствуют совместно) и сидерит (от 0 до 10%, в среднем – 3%). Реже в небольших количествах встречается поровое органическое вещество (до 1%), пирит (обычно доли %, в единичных случаях – до 5-7%) и каолинит (от долей % до 3-4%).

На основе комплексного анализа результатов исследования керн и материалов ГИС можно сделать вывод, что отложения проницаемого комплекса батского резервуара сформировались преимущественно в переходных и мелководно-морских обстановках осадконакопления. Исходя из этого, предполагается, что породы – коллекторы в исследуемом регионе распространены повсеместно. При этом отмечено, что количество песчаных пропластков в составе проницаемых горизонтов увеличивается в направлении к центральной части Южно-Карской мегасинеклизы.

При выполнении прогноза коллекторских свойств пород-коллекторов, распространенных в батском резервуаре на территории Карско-Ямальского региона была использована полученная экспоненциальная зависимость между коэффициентом открытой пористости пород и глубиной ( $y=0.3762e^{0.0003x}$ ,  $R=0.878$ ). В выборку были помещены значения открытой пористости и глубин залегания всех залежей по мезозойской части разреза Южно-Карской, Ямальской и Гыданской НГО из Государственного баланса запасов углеводородов РФ по шельфу и Уральскому федеральному округу.

Практически на всей территории Южно-Карской мегасинеклизы пористость коллекторов в верхней части батского резервуара изменяется от 10 % до 15 % и закономерно увеличивается на бортах мегасинеклизы до 25 % и более (рис.). Максимальные значения пористости коллекторов прогнозируются на востоке исследуемого региона, в зоне сочленения Южно-Карской мегасинеклизы с Таймырской складчатой областью и на северо-востоке – вдоль юго-западного склона Северо-Сибирского порога, а также в зоне, расположенной вдоль Пайхойско-Новоземельской складчатой системы. Отметим, что согласно построенной карте коэффициентов пористости в ряде внутренних районов Южно-Карской НГО, соответствующих центральным частям крупных депрессий, на глубинах более 4 км этот параметр не превышает 10 %. В пределах выявленных залежей открытая пористость коллекторов варьирует от 14 % на глубинах 3700 – 3800 м до 18 % на глубинах 2000 – 3000 м.

**Флюидоупор** батского регионального резервуара в Карско-Ямальском регионе представлен глинистыми образованиями келловей и всей верхней юры (васюганский, георгиевский и баженковский горизонты; нурминская, абалакская и баженовская свиты). Толщина флюидоупо-

ра здесь изменяется от нескольких десятков до более 200 м, на большей части территории от 80 до 150 м.

Необходимо отметить, что площадь распространения флюидоупора на исследуемой территории несколько меньше, чем проницаемого комплекса. Это связано с его опесчаниванием в периферийных частях бассейна и, следовательно, утратой экранирующих свойств. Свидетельством этому является строение верхнеюрского разреза в скважине, пробуренной на острове Свердруп. Согласно опубликованным материалам в этой скважине разрез верхней юры представлен толщей песчаников и алевролитов /Грамберг и др., 1985/. Можно предположить, что в этой части бассейна в поздней юре формирование осадков проходило в условиях прибрежной равнины и мелкого моря. На большей части территории Карско-Ямальского региона флюидоупор сложен глинистой толщей с прослоями алевролитов и песчаников, которые обычно имеют толщины от долей до 2-3 м и приурочены к краевым частям Южно-Карской мегасинеклизы. Песчаникам свойственны низкие фильтрационно-емкостные свойства.

На преобладающей площади Южно-Карской мегасинеклизы во время формирования осадков флюидоупора (келловей – ранний берриас) существовал морской бассейн с глубинами не менее 100 м, в котором накапливались преимущественно глинистые осадки. При этом в центральной части бассейна в келловее глубина моря превышала 200 м, а в волжское время более 400 м.

Исследование керн флюидоупора батского резервуара на территории Карско-Ямальского региона проводилось по керну скважин ряда скважин Бованенковской, Восточно-Бованенковской, Нейтинской, Северо-Малыгинской и Харасавэйской площадей. Результаты рентгеноструктурного анализа фракций <0,002 мм из глинистых пачек баженковской и абалакской свит показал устойчивое преобладание в их составе гидрослюды (2M<sub>1</sub>, реже – 1M) с примесью иллит/смектита (55-75%). В подчиненных количествах присутствует хлорит (10-35%) и каолинит (5-20%).

В настоящее время на территории Ямальской и Гыданской НГО в батском резервуаре уже выявлены залежи, как газообразных, так и жидких углеводородов, в том числе и крупные по запасам (Малыгинское, Северо-Тамбейское, Бованенковское, Малоямальское и Новопортовское месторождения). Выполненный анализ геологического строения и нефтегазоносности этого резервуара позволяет высоко оценить перспективы открытия новых залежей в Карско-Ямальском регионе. По аналогии с Ямальской и Гыданской НГО, в батском резервуаре Южно-Карской НГО следует ожидать обнаружения не только газовых и газоконденсатных, но и газонефтяных и нефтяных залежей. При этом увеличение доли нефти в залежах будет происходить от центральных районов Южно-Карской НГО к ее периферии.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Грамберг И.С., Школа И.В., Бро Е.Г., Шеходанов В.А., Армишев А.М. Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей // Советская геология. – 1985. - № 1. - С. 95-98.

© В.А. Казаненков, Л.Г. Вакуленко, С.В. Рыжкова, П.А. Ян, 2013