SOCAR Proceedings

Oil and Gas Fields Exploration, Geology and Geophysics

journal home page: <http://proceedings.socar.az>

ПРОГНОЗ И ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА МЕЛОВЫХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ШЕЛЬФА КАРСКОГО МОРЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

А. Д. Дзюбло, В. В. Маслов, В. В. Сидоров, О.А. Шнип

Российский государственный университет
нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Forecast and Assessment of Hydrocarbon Potential of Cretaceous and Jurassic Deposits of the Kara Sea Shelf Based on the Results of Geological Exploration

A.D. Dzyublo, V. V. Maslov, V. V. Sidorov, O.A. Shnip

Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia

Abstract

According to the oil and geological zoning, the water area of the Kara Sea, including the Ob and Taz Bays, is located on the border of three oil and gas-bearing regions: Yamal, Gydan and Nadym-Purskaya, having different characteristics of oil and gas potential by section and by area. As a result of geological exploration carried out in the water area and on the adjacent land, a wide age range of oil and gas potential was revealed. Seven fields have been discovered in the waters of the Yuzhno-Kara NGO: six gas condensate fields in Cretaceous Cenomanian-Albian deposits and one oil and gas condensate field in Cretaceous and Jurassic deposits. Large gas condensate fields have been explored in the Ob and Taz bays in the Cenomanian-Alb-Apt complex. The water area of the lips is one of the most important areas in terms of the growth of economically viable natural gas resources. According to the research results, it has been established that the UV potential of the Jurassic and Lower Cretaceous complexes of the Ob and Taz Bays is characterized as highly promising.

Keywords:

Kara Sea;
Shelf;
Cretaceous and Jurassic deposits.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Современное состояние ГРП и ресурсы УВ

В последние годы в Карском море на Приямальском шельфе активно ведет сейсмо-разведочные работы и поисково-разведочное бурение ПАО «Газпром». Закончено строительство пяти разведочных скважин в пределах Ленинградского газоконденсатного месторождения. Продуктивность мелового комплекса подтверждена в интервале разреза мощностью порядка 500 м по заключению ГИС и данным газового каротажа, выделено девять газоносных объектов. При испытании пласта песчаника в кровле танопчинской свиты получен приток газа с конденсатом дебитом 402 тыс. м³ в сутки. В более глубокозалегающих отложениях в результате строительства разведочной скважины №5 Ленинградского ГКМ из пласта ТП6 получен промышленный приток газа и газоконденсата с дебитом более 662 тыс. м³ в сутки. При испытании пласта ХМ_{6,7} в

разведочной скважине №4 Ленинградского ГКМ в интервале 1722-1741 м получен приток сухого газа (содержание метана более 98%) дебитом более 1000 тыс м³ в сутки. Залежь в сеномане (ПК₁₋₃) массивного типа, а в альбских пластах группы ХМ залежи пластово-сводовые.

На Нярмейском лицензионном участке закончено строительство поисково-оценочной скв. Нярмейская-1 глубиной 2150 м. В скважине проведено опробование пластов в открытом стволе (1140–1960 м). По результатам бурения скважины в 2018г. открыто газовое Нярмейское месторождение с продуктивными залежами в верхнемеловых отложениях сеноманского яруса (пласт ПК₁₋₃).

На Русановском лицензионном участке закончено строительство поисково-оценочной скв. Русановская-6 глубиной 2410 м. В эксплуатационной колонне испытано два объекта в меловых отложениях, получены промышленные притоки. По результатам испытаний скв. Русановская-6 в 2019г. открыто газоконденсатное месторождение им. В.А. Динкова. Продуктивные залежи выявле-

*E-mail: dzyublo.a@gubkin.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200607>

ны в верхнемеловых отложениях сеноманского (пласты ПК₁ и ПК₅), в нижнемеловых отложениях альбского (пласты ПК₇, ПК₉, ХМ₆₋₇, ХМ₈₋₉) и аптского (пласты ТП₁, ТП₂, ТП₇, ТП₉) ярусов.

На Скуратовской структуре пробурены поисково-оценочная скв. № 1 (2500 м), по результатам бурения в присводовой части открыто газовое месторождение им. 75 лет Победы. Установлена газоносность маррессалинской (ПК₁, ПК₇, и ПК₈) и яронгской (ХМ₆₋₇, ХМ₈₋₉) свит. При испытании газоносного пласта в альбе (ХМ₆₋₇) получен приток в интервале 1849-1871 м сухого газа дебитом 729 тыс.м³ в сутки.

По величине запасов газа месторождение им. В.А. Динкова является уникальным, Нярмейское и месторождение им. 75 лет Победы — крупные. ПАО «Газпром» оценивает ресурсный потенциал УВ Приамальского шельфа по неокосскому НГК до 2700 млн. т у.т., по юрскому НГК до 2200 млн. т у.т. (Стуков А.А., ООО «Газпром геологоразведка», 2018). По ряду открытых месторождений и изученных сейсморазведкой перспективных структур Приамальского шельфа оценка ПАО «Газпром» приведена в таблице 1.

В настоящее время ПАО «Газпром» на Приамальском шельфе Карского моря проводятся последовательные геолого-разведочные работы (ГРР) в пределах двух газоперспективных районов (кластеров): Приамальского (основное ресурсообразующее Ленинградское ГKM с оценкой запасов газа около 3 трлн м³) и Обручевского, практически соизмеримого по потенциалу газонефтенакопления, но менее изученного, в площади которого расположены Обручевский, Северо-Харасавэйский, Западно-Шараповский и другие лицензионные участки [4].

На поиск нефтяных залежей в Карском море направлены усилия ПАО «НК «Роснефть». Здесь на лицензионном участке Восточно-Приновоземельский-1 в 2014г. пробурена первая поисковая скв. Университетская-1 глубиной 2113 м. По результатам опробования в открытом ство-

ле установлены четыре газовые залежи в отложениях маррессалинской свиты альб-сеноманского яруса (пласты ПК₁₋₂, ПК₇₋₁₀), яронгской свиты альбского яруса (пласт ХМ₆₋₉), в танопчинской свите аптского яруса (пласт ТП₁₋₃) и две нефтяные залежи в отложениях средней и нижней юры (пласты Ю₂₋₆ и Ю₁₀₋₁₁). Открыто крупное нефтегазовое месторождение Победа. На Государственном балансе числятся запасы нефти: категорий А+В₁+С₁ – 4.064/0.61 млн т (геологические/извлекаемые), категорий В₂+С₂ – 862.753/129.413 млн т (геологические/извлекаемые).

В 2020 г. ПАО «НК «Роснефть» на Восточно-Приновоземельском - 1 пробурена поисковая скважина на Викуловской структуре глубиной 1646 м со вскрытием отложений среднеюрского комплекса. Компанией было открыто уникальное месторождение им. маршала Г. К. Жукова с запасами газа около 800 млрд м³, которое по классификации относится к категории уникальных.

На участке Восточно-Приновоземельский – 2 прогнозируется нефтегазоносность меловых и юрских отложений, в основном, по аналогии с соседним участком Восточно-Приновоземельский – 1. Здесь выявлены сейсморазведкой крупные перспективные структуры Вилькицкая, Анбарская и Рогозинская, на которой в 2020 г. ПАО «НК «Роснефть» пробурена поисковая скважины Рагозинская – 1 глубиной 3555 м на юрские отложения. Открыто в меловых и юрских отложениях газовое месторождение с суммарными запасами в 514 млрд м³ газа и 53 млн тонн конденсата. Месторождению присвоено имя маршала К. К. Рокоссовского.

На лицензионном участке Восточно-Приновоземельский – 3 выявлены сейсморазведкой крупные перспективные структуры Кропоткинская и Матусевича, ресурсы которых в меловых и юрских отложениях прогнозируется до 85 млн.т. нефти, однако высока вероятность заполнения ловушек газом.

В Тазовской губе Карского шельфа открыто

Таблица 1
Оценка ресурсов и запасов газа по объектам Приамальского шельфа Карского моря на 01.01.2021г. (по данным ПАО «Газпром»), млрд м³

Категория запасов, ресурсов	Ленинградское ГKM	Русановское ГKM	им. Динкова В.А. ГKM	75 лет Победы ГKM	Нярмейское ГKM	Западно Шараповская структура	Амдерминская структура	Северо Шараповская структура	Северо-Харасавэйская структура	Морская структура	Западно-Ленинградская структура	Спортивная структура
C ₁ +C ₂	1950	409	460	210	140	-	-	-	-	-	-	-
Δ ₀	-	-	-	-	-	210	216	195	159	-	330	117
Δ ₁	-	-	-	-	-	108	-	-	-	206	-	-

материалам сейсморазведочных работ в отложениях неокома отчётливо выделяют клиноформные тела, которые формировались как на традиционно восточном и юго-восточном направлениях, так и северном [1,10].

Бассейновое геохимическое моделирование, выполненное совместно с МГУ им. Ломоносова (Ступакова А.В, Кирюхина Т.А.) показало, что изучаемый район Карского моря перспективен с точки зрения обнаружения крупных залежей жидких и газовых УВ. Моделированием установлено значительное насыщение песчаников клиноформного комплекса берриасс-валанжинского возраста.

Большая площадь распространения и высокая степень катагенетической преобразованности юрских нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) Южно-Карской впадины и Приамальского шельфа предопределили большие объёмы генерации и аккумуляции УВ. В коллекторах юрского комплекса в центральной, наиболее погруженной части впадины вероятно будут преобладать газовые и газоконденсатные залежи, а нефтяные и нефтегазоконденсатные скопления предположительно приурочены к бортовым зонам и зонам ступеней, где юрские НГМТ в настоящее время находятся в небольшой, узкой зоне нефтяного окна. Это подтверждает открытие нефтегазоконденсатного месторождения Победа, приуроченного к бортовой зоне Южно-Карской впадины [9].

Перспективные клиноформные тела располагаются на глубине 2500-2700 м на Русановском, Обручевском, Нурминском, Белоостровском мегавалах, и на глубине 1500 м в пределах Восточно-Новоземельской моноклинали. Степень насыщения нефтью клиноформного раннемелового комплекса составляет до 40% на Русановском, 50% Нурминском, 60% Обручевском и 70% на Белоостровском мегавалах (рис.2 и 3).

В акватории Карского моря продуктивность в основном установлена в верхней части разреза и связана с газонасыщенными отложениями апта (танопчинская свита), альба (яронгская свита) и сеномана (марресалинская свита) как указано выше на Русановском, Ленинградском и др. газоконденсатных месторождениях. Притоки нефти и газа были получены на о. Белый (скв. 1 Белоостровская) из неокомского НГК низов танопчинской свиты, месторождение нефти Победа открыто в средней и нижней юре.

Перспективные объекты неокомского НГК, не вскрытые глубоким бурением, представлены толщей терригенных пород готерив-баремского возраста. Корреляция разрезов суши полуострова Ямал, к которым примыкают шельфовые Ленинградское и Русановское месторождения, показывает существенную глинизацию разреза неокомских отложений, начиная с нижней части танопчинской свиты готеривского возраста, к кровле которой приурочены перспективные объекты пластов ТП₁₇₋₂₀. (рис.1).

Уменьшение доли коллекторов связано со значительной удалённостью шельфовых месторождений от основного Восточно-Сибирского источника сноса осадочного материала в Южно-Карскую впадину Западно-Сибирского осадочного мегабассейна (ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень 2014). Однако, ряд авторов по

Рис.1. Геологический разрез и месторождения Приямальского шельфа Карского моря

На Обручевском мегавалу прогнозируется максимальное (до 90%) насыщение жидкими УВ песчанников танопчинской свиты (K1a) на глубине 1500 м (см. рис.2 и 3).

Среднеюрский комплекс также перспективен для обнаружения залежей нефтяного флюида. В пределах Южно-Карской впадины на глубине 3900

м насыщение песчаников вымской свиты достигает 60-80%. Однако наибольшее количество жидких УВ, согласно результатам моделирования, содержат песчаные пласты малышевской свиты.

В целом по результатам бассейнового геохимического моделирования в Южно-Карской НГО прогнозируется до 42-43 млрд т у. т. Оценки ресурсного потенциала Южно-Карской НГО выполненные другими авторами приведены ниже в таблице 2.

Обская и Тазовская губы

Геолого-геофизические материалы, имеющиеся по месторождениям (Каменномысское-море, Парусовое, Северо-Парусовое, Ростовцевское, Геофизическое, Ямбургское, Новопортовское и др.) дают возможность выделить в разрезе осадочного чехла ряд нефтегазоносных комплексов, отличающихся глубиной залегания, характером распределения пластовых давлений, соотношением залежей в разрезе, их генезисом, характером насыщения и наличием выдержанных флюидоупоров, разделяющих выделенные комплексы (рис.4).

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс. Развиг в Ямальной НГО практически повсеместно, но на близлежащих площадях вскрыт единичными скважинами и изучен достаточно слабо, за исключением Новопортовского месторождения. Практически на всех площадях, где вскрыты

Таблица 2

Оценка ресурсного потенциала Южно-Карской НГО [2]

Авторы	Геологические ресурсы УВ, мрд т усл. топлива
Грамберг И.С., Верба М.Л., Даценко В.А., Сороков Д.С. 1988г.	36.6
Салманов Ф.К., Грамберг И.С., Клецев К.А. и др., 1994г.	20.0-27.0
Конторович А.Э., Нестеров И.И., Лившиц В.Р. и др., 1998г.	36.1
Никитин Б.А., Ровнин Л.И., 2000г.	30.0-35.0
Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И. и др., 2006г.	41.2
Григоренко Ю.Н., Маргулис Е.А. и др., 2007г.	24.3
Пискарев А.Л., Шкатов М.Ю., 2009г.	19.0
Gautier Donald L., Bird Kenneth J., Charpentier Ronald R. et al., 2009	18.5
Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М. и др., 2010г.	30.4

отложения комплекса, получены прямые признаки нефтегазоносности.

В южной части Ямальной НГО, в том числе в изучаемом районе, выделяются переходные типы разрезов. Нижнеюрские отложения тяготеют к большехетской серии, а среднеюрские – заводоуковской.

На соседних территориях залежи углеводородов выявлены на Новопортовском месторождении: одна газоконденсатная, пластовая литологически экранированная, другая – газоконденсатно-нефтяная литологически экранированная. На Мало-Ямальском месторождении – две газоконденсатные пластовые сводовые залежи. В Гыданской НГО отложения верхов тюменской свиты вскрыты на Семаковском месторождении в двух скважинах, где получены непромышленные притоки нефти и газоконденсата.

Верхнеюрский комплекс. В отложениях верхней юры рассматриваемого района выделены абалакская и тутлеймская свиты на западе, гольчихинская свита на востоке. Все эти свиты имеют глинистый состав. Однако на полуострове Ямал в объеме келловей-киммериджа выделена и прослежена нурминская свита, в которой встречены прослои песчаников, нефтенасыщенных на Нурминском месторождении. В западной части Надым-Пурского нефтегазового региона выделена медвежья толща позднеюрского возраста, в которой также развиты песчано-алевритовые породы с признаками УВ-насыщения. По этой причине в южной части акватории Обской губы и в Тазовской губе в составе верхней юры могут быть встречены терригенные коллекторы, представляющие определенный нефтегазопромысловый интерес.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс. Ачимовский НГК это не выдержанные как по площади так и по разрезу линзовидные песчано-алевритовые пласты, залегающие в основании неокома, слабо изучены на территории Ямальной НГО.

Притоки газоконденсата из отложений ачимовской толщи получены на Северо-Тамбейском месторождении, приуроченном к Средне-Ямальному мегавалу. Дебиты нефти до 5 м³/сут получены на Сядорско-Пяседайском месторождении, расположенном в пределах Пахучанской впадины.

В пределах акватории Обской губы прослеживаются сейсмофации, характерные для ачимовской толщи. В скв. 9 Каменномысской площади на побережье по данным ГИС в интервале 3140-3190 м выделены отложения, представленные высокоомными глинисто-алевритистыми породами. Их можно по генезису отнести к отложениям ачимовской толщи.

Неокомский нефтегазоносный комплекс. Основной резервуар для скоплений жидких углеводородов в Западной Сибири. Он представлен песчано-глинистыми образованиями ахской свиты и отложениями нижнетанопчинской подсвиты. Неокомский НГК подразделяется на две части: нижнюю, клиноформную (ахская свита) и верхнюю – субгоризонтально стратифицированную (отложения нижнетанопчинской подсвиты).

Наибольшее количество залежей УВ в клиноформных отложениях новопортовской толщи неокомского НГК выявлено на Новопортовском месторождении. Почти все они пластовые литологически экранированные, а по характеру флюидонасыщения являются нефтегазоконденсатными и газоконденсатными.

Субгоризонтальная часть неокомского НГК представлена отложениями нижнетанопчинской подсвиты, где развиты продуктивные пласты группы ТП₁₇-ТП₂₆. С ними связаны преимущественно газоконденсатные скопления. Наибольшее их количество выявлено в северной части Ямальной НГО где выявлены газоконденсатные залежи Хамбатеи (пласт ТП₂₀), Нурминское (ТП₁₇, ТП₁₈, ТП₂₁, ТП₂₂, ТП₂₅). В неокомских отложениях Обской губы эта группа пластов присутствует в разрезах Чуторьяхинского, Северо-Каменномысского, Каменномысское-море месторождений [5].

Аптский нефтегазоносный комплекс представлен мощной алеврито-песчано-глинистой толщей верхнетанопчинской подсвиты, в разрезе которой преобладают песчано-алевритовые породы. Региональной покрывкой для этого комплекса служат глинистые породы яронгской свиты, локальными покрывками – глинистые пачки самой танопчинской свиты. Преобладают ловушки структурного типа, хотя встречаются и литологические экраны. Комплекс содержит газовые, газоконденсатные, газонефтяные и нефтегазоконденсатные залежи, в основном пластово-сводового типа, которые приурочены к пластам горизонтов горизонтов ТП₁-ТП₁₅. Мощность пластов-коллекторов изменяется от 5 до 45м.

Геохимические исследования

Содержание органического углерода (Сорг.) на Ямале и Карском шельфе меняется в широком диапазоне. Увеличение концентрации Сорг. в нижне-среднеюрских отложениях происходит в северном направлении, максимальная концентрация ОВ приурочена к глинистым отложениям

на северо-западе Ямала (рис.5).

Баженовские отложения Ямала характеризуются пониженным нефтегазогенерационным потенциалом. Содержание Сорг. в глинах в среднем составляет 2% и увеличивается от Нейтенского месторождения (0.8%) в северо-западном направлении к Харасавейскому (4.8%) (рис.6).

Геохимические данные исследований нефтегазоматеринских толщ, степени их катагенетического преобразования, а также детального анализа свойств и состава УВ флюидов ниже-среднеюрских и доюрских отложений северной части Западно-Сибирского НГБ показали [3]:

- Нижне-среднеюрские отложения в объеме тюменской свиты относятся к нефтегазоматерин-

ской толще. Она содержит ОВ преимущественно смешенного сапропелево-гумусового типа (II-III тип керогена). Особенностью этого ОВ является частая смена преобладающего компонента как по разрезу, так и площади распространения отложений тюменской свиты;

- Баженовские отложения относятся к нефтематеринской толще, обладающей очень высоким нефтегенерационным потенциалом. Они содержат ОВ гумусо-сапропелевого типа (II тип керогена), способная давать большое количество УВ нефтяного ряда;

- Нефти вышележащих отложений (верхнеюрские и неокомские) с собственным источником генерации (в баженовских и глинистых разностях неокомских пород) имеют в ряде случаев признаки, характерные для ниже-среднеюрских флюидов, что связано, вероятно, с широким развитием флюидодинамических процессов во всем разрезе Западной Сибири;

- Триасовые отложения вошли в ГЗН в позднеюрское – раннемеловое время;

- Нижнеюрские отложения находились в ГЗН с раннего мела до неогена;

- Среднеюрские отложения вошли в ГЗН в середине раннего мела и в настоящее время полностью реализовали нефтегенерационный потенциал (рис.7). Верхнеюрские отложения вошли в главную зону нефтеобразования в палеогене и на большей части Ямала находятся в этой зоне до настоящего времени. Распределение и состав нефтяных и газовых флюидов нижних горизонтов области исследования свидетельствует о возможности формирования залежей нефти и газоконденсата за счет ниже-среднеюрских отложений. Это дает возможность предположить существование нефтяных залежей в этих отложениях пока еще мало изученной бурением акватории.

Выводы

В результате проведенных исследований установлено:

- Южно-Карская НГО - Приямальский шельф перспективен с точки зрения выявления крупных залежей жидких и газовых УВ, что подтверждено открытием уникальных и крупных месторождений. Расчёты показали значительное насыщение жидкими УВ песчаников клиноформного комплекса берриасс-валанжинского возраста (K1), а также песчаных пластов среднеюрского комплекса вымской и малышевской свит;
- Потенциал юрского и нижнемелового комплексов акватории Обской и Тазовской губ по углеводородам характеризуется как перспективный, что подтверждается результатами камеральных работ по сейсмогеологическому и бассейновому моделированию и промысловыми исследованиями скважин на суше, открытием новых месторождений;
- Задачей поисковых работ в акватории Карского моря в настоящее время является выявление не только антиклинальных, но и иных, нетрадиционных структур, способных содержать промышленные залежи нефти и газа.

Литература

1. Дзюбло, А. Д., Маслов, В. В., Евстафьев, И. Л. (2019). Геологическое строение и перспективы открытия нефтяных залежей в нижнемеловых и юрских отложениях акватории Обской и Тазовской губ Карского моря. *Нефтяное хозяйство*, 1, 11-15.
2. Казаненков, В. А., Ершов, С. В., Рыжкова, С. В. и др. (2014). Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов. *Геология нефти и газа*, 1, 27-30.
3. Кирюхина, Т. А., Зонн, М. С., Дзюбло, А. Д. (2004). Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности ниже-среднеюрских и доюрских отложений севера Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 8, 22-30.
4. Мельников, П. Н., Скворцов, М. Б., Кравченко, М. Н. и др. (2019). Итоги геолого-разведочных работ на арктическом шельфе России в 2014–2019 гг. и перспективы проведения работ на ближайшее время. *Геология нефти и газа*, 6, 5-18.
5. Мордасова, А. Б., Ступакова, А. В., Суслова, А. А. и др. (2019). Нефтегазоносность арктических морей. Верхнеюрские и нижнемеловые клиноформные комплексы Баренцево-Карского шельфа. *Neftegaz.ru*, 5, 26-33.
6. Никитин, Б. А., Вовк, В. С., Захаров, Е. В. и др. (1999). Подготовка Сырьевой базы на Арктическом шельфе. *Газовая промышленность*, 7, 6-10.
7. Райкевич, А. И., Парасына, В. С., Холодилов, В. А. и др. (2008). Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности акватории Обской и Тазовской губ. *Геология геофизика и разработка*, 5, 21-34.
8. Скоробогатов, В. А., Строганов, В. А., Копеев, В. Д. (2003). Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала. *Москва: Недра*.
9. Ступакова, А. В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*, 6, 99-115.
10. Шустер, В. Л., Дзюбло, А. Д., Шнип, О. А. (2020). Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири. *Георесурсы*, 22(1), 39-45.

References

1. Dzyublo, A. D., Maslov, V. V., Evstafiev, I. L. (2019). Geological structure and prospects for the discovery of oil deposits in the Lower Cretaceous and Jurassic sediments of the water area of the Ob and Taz bays of the Kara Sea. *Oil Industry*, 1, 11-15.
2. Kazanenkov, V. A., Ershov, S. V., Ryzhkova, S. V., et al. (2014). Geological structure and oil and gas content of regional reservoirs of the Jurassic and Cretaceous in the Kara-Yamal region and the forecast of the distribution of hydrocarbons in them. *Geology of Oil and Gas*, 1, 27-30.
3. Kiryukhina, T. A., Zonn, M. S., Dzyublo, A. D. (2004). Geological and geochemical prerequisites for the oil and gas content of the Lower-Middle Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 8, 22-30.
4. Melnikov, P. N., Skvortsov, M. B., Kravchenko, M. N., et al. (2019). Results of geological exploration work on the Arctic shelf of Russia in 2014–2019 and the prospects for work in the near future. *Geology of Oil and Gas*, 6, 5-18.
5. Mordasova, A. B., Stupakova, A. V., Suslova, A. A., et al. (2019). Oil and gas content of the Arctic seas. Upper Jurassic and Lower Cretaceous clinoform complexes of the Barents-Kara shelf. *Neftegaz.ru*, 5, 26-33.
6. Nikitin, B. A., Vovk, V. S., Zakharov, E. V., et al. (1999). Preparation of the resource base on the Arctic shelf. *Gas Industry*, 7, 6-10.

7. Raikovich, A. I., Parasya, V. S., Kholodilov, V. A., et al. (2008). Features of the geological structure and oil and gas potential of the water area of the Ob and Taz bays. *Geology, Geophysics and Development*, 5, 21-34.
8. Skorobogatov, V. A., Stroganov, V. A., Kopeev, V. D. (2003). Geological structure and oil and gas content of Yamal. *Moscow: Nedra*.
9. Stupakova, A. V. (2011). Structure and oil and gas content of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geology of Oil and Gas*, 6, 99-115.
10. Shuster, V. L., Dzyublo, A. D., Shnip, O. A. (2020). Hydrocarbon deposits in non-anticlinal traps of the Yamal Peninsula of Western Siberia. *Georesources*, 22(1), 39-45.

Прогноз и оценка углеводородного потенциала меловых и юрских отложений шельфа Карского моря по результатам геологоразведочных работ

А. Д. Дзюбло, В. В. Маслов, В. В. Сидоров, О.А. Шнип
Российский государственный университет
нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Реферат

Согласно нефтегеологическому районированию, акватория Карского моря, включая Обскую и Тазовскую губы расположена на границе трех нефтегазоносных областей: Ямальной, Гыданской и Надым-Пурской, имеющих различные характеристики нефтегазоносности по разрезу и по площади [8]. В результате геологоразведочных работ, проведенных в акватории и на прилегающей суши, выявлен широкий возрастной диапазон нефтегазоносности. В акватории Южно-Карской НГО открыты семь месторождений: шесть газоконденсатных в меловых сеноман-альбских отложениях и одно нефтегазоконденсатное месторождение в меловых и юрских отложениях. В Обской и Тазовской губах в сеноман-альб-аптском комплексе разведаны крупные газоконденсатные месторождения. Акватория губ представляет собой один из наиболее важных районов с точки зрения прироста экономически рентабельных ресурсов природного газа [6,7]. По результатам исследований установлено, что УВ потенциал юрского и нижнемелового комплексов акватории Обской и Тазовской губ характеризуется как высокоперспективный.

Ключевые слова: скважина; Карское море; шельф; меловые и юрские отложения.

Geoloji kəşfiyyat işlərinin nəticələrinə əsasən Kars dənizi şelfinin Təbaşir və Yura çöküntülərinin karbohidrogen potensialının proqnozu və qiymətləndirilməsi

A.D. Dzyublo, V.V. Maslov, V.V. Sidorov, O.A. Şnip
İ.M. Qubkin adına Rusiya Dövlət
Neft və Qaz Universiteti, Moskva, Rusiya

Xülasə

Neft-qaz-geoloji rayonlaşdırmaya əsasən Ob və Taz körfəzləri də daxil olmaqla Kars dəniz akvatoriyası kəşif və sahəsinə də müxtəlif neft-qazlılıq xarakteristikasına malik üç neftli-qazlı bölgənin – Yamal, Qıdan və Nadim-Pursk bölgəsinin sərhədində yerləşir. Akvatoriya və ona bitişik torpaqda aparılan kəşfiyyat işlərinin nəticəsində neft-qazlılığın geniş yaş diapazonu müəyyən edilmişdir. Cənubi Kars akvatoriyasının neftli-qazlı ərazisində yeddi yataq aşkar edilmişdir: Təbaşir Senoman-Alb çöküntülərində altı qaz-kondensat yatağı və Təbaşir və Yura çöküntülərində bir neft-qaz kondensat yatağı. Ob və Taz körfəzlərinin Senoman-Alb-Aptiya kompleksində iri qaz-kondensat yataqları kəşf edilmişdir. Körfəzin akvatoriyası iqtisadi cəhətdən rentabelli təbii qaz ehtiyatlarının artımı nöqtəyi-nəzərindən mühüm rayonlardan biridir. Tədqiqatın nəticələrinə əsasən müəyyən edilmişdir ki, Ob və Taz körfəzləri akvatoriyasının Yura və Aşağı Təbaşir komplekslərinin karbohidrogen potensialı yüksək perspektivli kimi xarakterizə olunur.

Açar sözlər: Kars dənizi; şelf; Təbaşir və Yura çöküntüləri.