

УДК 553.981/.982::551.462.32(571.6)

**А.Д. Дзюбло<sup>1</sup>, В.В. Сидоров<sup>2</sup>, М..С. Зонн<sup>3</sup>, И.Г. Агаджанянц<sup>4</sup>**

## **ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОРДОВИКСКО-НИЖНЕФРАНСКОГО МЕГАКОМПЛЕКСА ШЕЛЬФА ПЕЧОРСКОГО МОРЯ**

*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, Москва, Ленинский пр-т, 65, корп. 1  
ВНИГНИ, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36*

*Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 119991, Leninsky Prospekt, 65, bd. 1  
VNIGNI, 105118, Moscow, highway of Enthusiasts, 36*

Принципиально важный результат морских геологоразведочных работ — выявление нового нефтеносного района в восточной части Печороморского шельфа. Здесь открыты крупные нефтяные месторождения Приразломное, Варандей-море, Медынское-море, Долгинское. Разведанные запасы и ресурсы углеводородов (УВ) позволяют считать, что в недалеком будущем на шельфе Печорского моря будет сформирован новый нефтедобывающий район. Всего начальных сырьевых ресурсов нефти в Печорском море на Госбалансе числится 3273,2 млн т.

Основная задача работы заключалась в желании авторов привлечь внимание к проблеме ускорения темпа поисков перспективных объектов на шельфе Печорского моря и доразведки уже открытых залежей в ордовикско-нижнефранском нефтегазоносном мегакомплексе на территории Варандей-Адзывинской структурной зоны (ВАСЗ). Сложившаяся диспропорция между планами развития топливно-энергетического комплекса, его ресурсной обеспеченностью и темпом восполнения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья (УВ) шельфа Печорского моря могут обернуться серьезными проблемами для энергетической безопасности страны.

Дальнейшее развитие крупного кластера нефтедобычи на шельфе Печорского моря связано прежде всего с поисками и освоением ресурсов УВ относительно глубокозалегающего нефтегазоносного преимущественно карбонатного ордовикско-нижнефранского мегакомплекса (МК) на территории шельфа ВАСЗ и прилегающих участков, особенно на месторождениях Приразломное и Медынское-море.

**Ключевые слова:** акватория, Печорское море, ордовикско-нижнефранский нефтегазоносный мегакомплекс, девон, силур, ресурсы углеводородов, риф, коллектор, нефть.

A fundamentally important result of offshore exploration is the identification of a new oil-bearing region in the eastern part of the Pechomorsk shelf. Large oil fields have been discovered here: Prirazlomnoye, Varandey-more, Medynskoye-more, Dolginskoye. The explored reserves and resources of hydrocarbons (HC) suggest that in the near future a new oil-producing region will be formed on the shelf of the Pechora Sea. According to the State Balance, the total initial raw oil resources in the Pechora Sea are 3273.2 million tons.

The main task of our work is the desire of the authors to draw attention to the problem of accelerating the pace of searches for promising objects on the shelf of the Pechora Sea and additional exploration of already discovered deposits in the Ordovician-Lower Fransk oil and gas megacomplex in the Varandey-Adzvinskaya structural zone (VASZ). The prevailing disproportion between the plans for the development of the fuel and energy complex, its resource availability and the rate of replenishment of the hydrocarbon raw material base of the Pechora Sea shelf may turn into serious problems for the energy security of the country.

The further development of a large oil production cluster on the shelf of the Pechora Sea is primarily associated with the prospecting and development of hydrocarbon resources of the relatively deep-lying oil and gas bearing predominantly carbonate Ordovician-Lower Fransk megacomplex (MC) on the VASZ shelf and adjacent areas, especially at the Prirazlomnoye and Medynskoye-more fields.

**Key words:** water area, Pechora Sea, Ordovician-Lower Frasnian oil and gas megacomplex, Devonian, Silurian, hydrocarbon resources, reef, reservoir, oil.

**Геолого-геофизическая изученность мегакомплекса (МК).** Карбонатный ордовикско-нижнедевонский нефтегазоносный комплекс входит в состав ордовикско-нижнефранского МК [Мандель,

2005]. Он подразделяется еще на три нефтегазоносных подкомплекса: нижний ордовикский терригенный пестроцветный, средний карбонатный ордовикско-нижнедевонский и верхний среднеде-

<sup>1</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессор, докт. геол.-минер. н.; e-mail: dzyublo.a@gubkin.ru

<sup>2</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессор, канд. техн. н.; e-mail: sidorov.v.v@gubkin.ru

<sup>3</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, науч. с., канд. геол.-минер. н.; e-mail: zonn@rambler.ru

<sup>4</sup> ВНИГНИ, зав. сектором геологии и нефтегазоносности шельфа РФ; e-mail: agadzhanyants@vnigni.ru

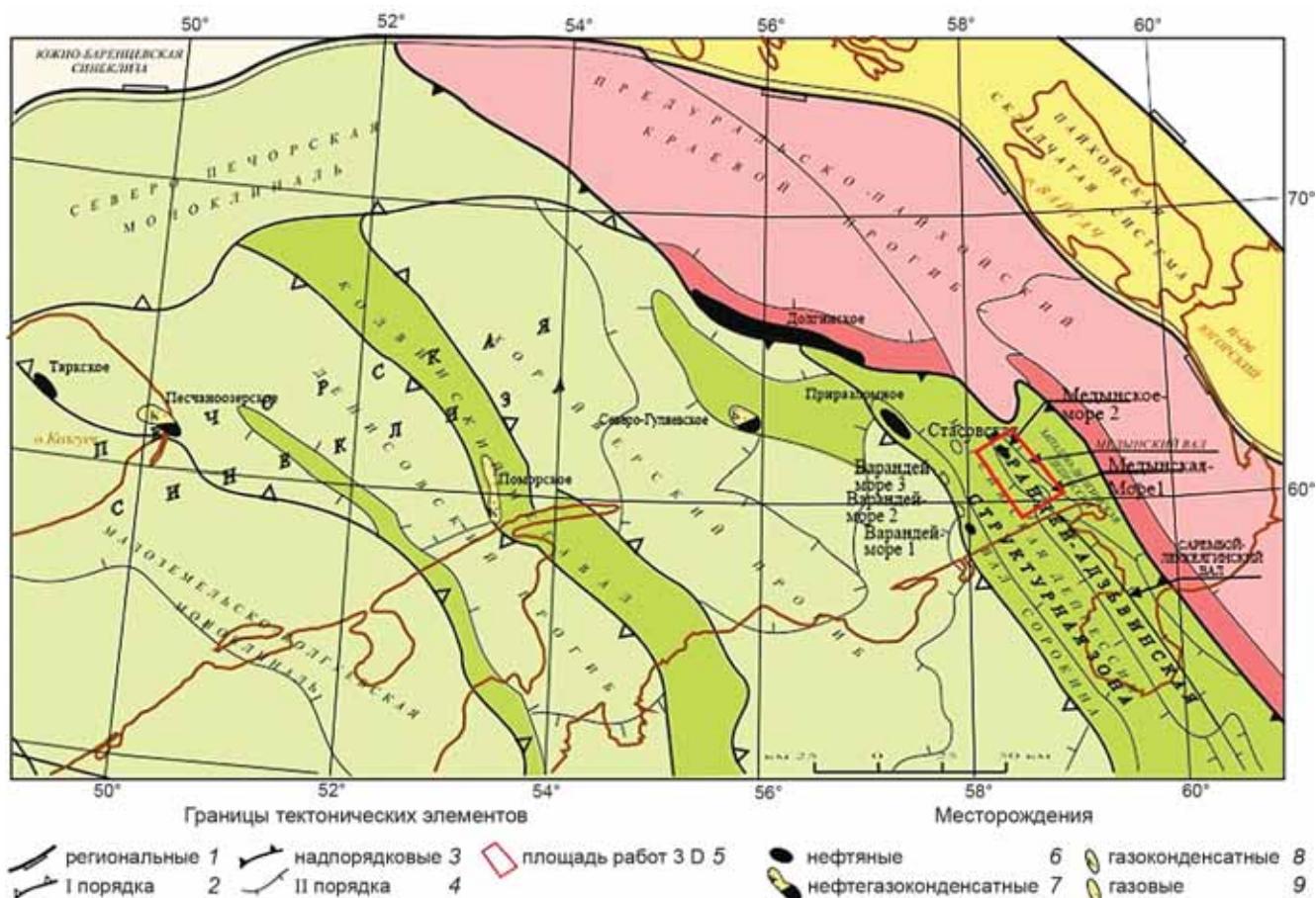


Рис. 1. Схема тектонического районирования северной части Тимано-Печорской провинции (СМНГ 2004 г.): 1–4 — границы тектонических элементов; 1 — разломы, 2 — I порядка, 3 — надпорядковые, 4 — II порядка, 5 — площадь работ 3D; 6 — нефтяные месторождения; 7 — нефтегазоконденсатные месторождения; 8 — газоконденсатные месторождения; 9 — газовые месторождения.

вонско-нижнефранский терригенный с девонской тиманско-саргаевской покрышкой (рис. 1, 2).

Отложения мегакомплекса широко распространены в пределах материковой части Тимано-Печорской провинции и акватории Печорского моря и залегают на глубине от 2 до 8 км. Толщина отложений акваториальной части МК превышает 1,5–3 км. Нижняя граница карбонатного МК трансгрессивная, разграничивает терригенные кембрийско-нижнеордовикские и карбонатные нижнеордовикские отложения. Верхней границей комплекса служат региональные предсредне-позднедевонские размыты.

Изученность отложений комплекса на шельфе ВАСЗ слабая, несмотря на то что первые упоминания о геологическом строении отдельных участков шельфа появились по результатам мелкомасштабных аэромагнитной и гравиметрической съемок в 1960–1962 гг. В 1977–1979 гг. в результате региональных профильных работ МОВ ОГТ в комплексе с набортной гравиметрией выявлена и оконтурена Приразломная антиклинальная складка. Выделены и прослежены отражающие горизонты в девонских, каменноугольных и триасовых отложениях [Ступакова, Кирюхина, 1998; Ступакова и др., 2016].

Приразломная структура была подготовлена к глубокому бурению в 1980–1982 гг. Поисковое бурение первой скважины и получение промышленного притока нефти из нижнепермско-среднекаменноугольных отложений состоялось в 1989 г. В 1992–1994 гг. пробурены разведочные скважины 2–5. Разведана залежь нефти в нижнепермско-среднекаменноугольных отложениях и опрошваны нижележащие отложения нижнего карбона, верхнего и нижнего девона (одной скважиной, пробуренной до глубины 4503 м). Разрез этих перспективных отложений бурением на месторождении практически не изучен. В период с 1993 по 2004 г. на базе переинтерпретации материалов сейсморазведки 2D–3D уточнялось строение складки, оценена роль разрывных тектонических нарушений, выявлены предполагаемые рифовые ловушки в нижнедевонских и силурийских отложениях, подготовлены предложения на бурение следующих скважин. В последующие годы компанией ООО «Газпромнефть шельф» на Приразломной площади дополнительно выполнены по современной технологии сейсморазведочные 3D работы в объеме 627 км<sup>2</sup>.

На Медынском участке по результатам комплексной интерпретации данных бурения четырех

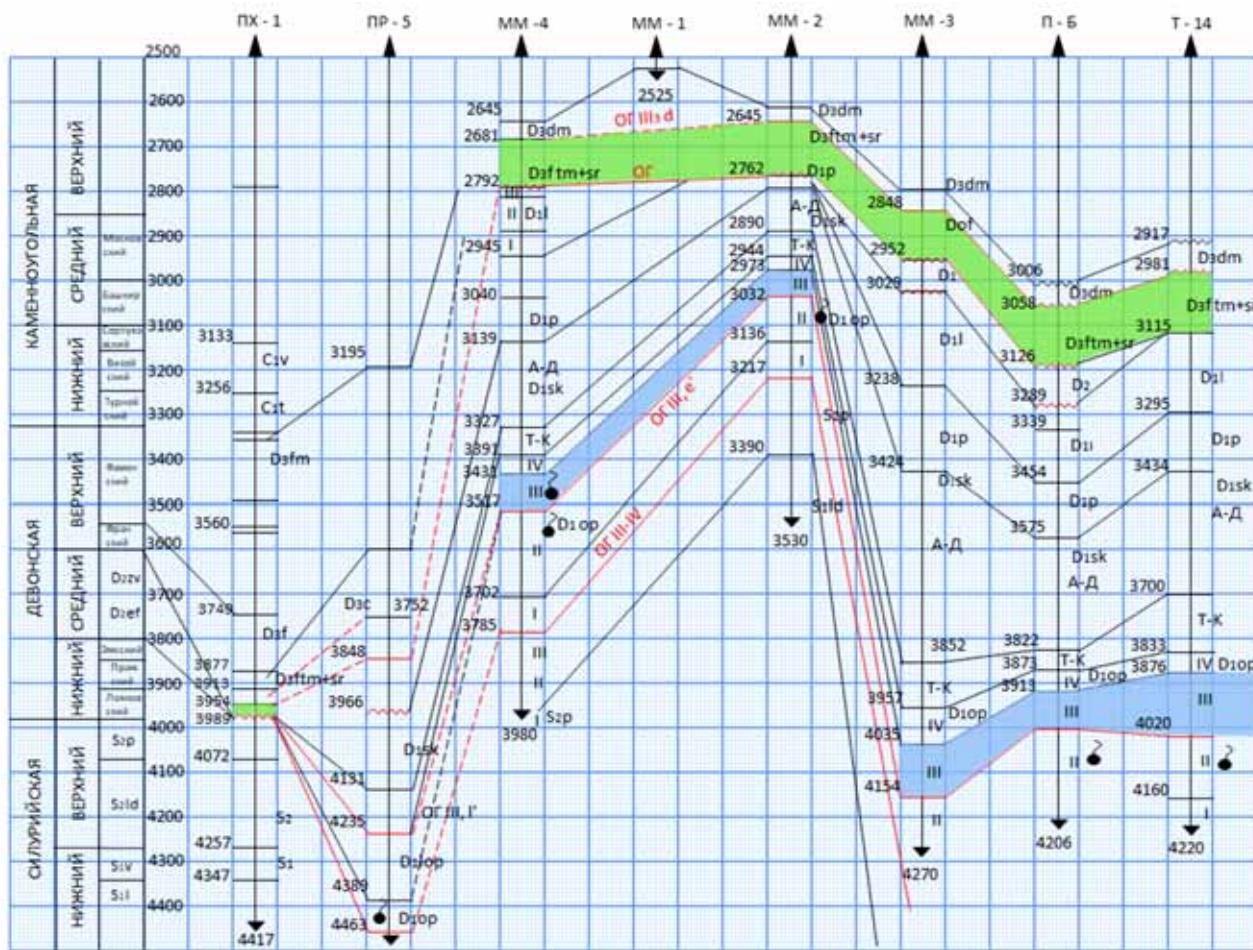


Рис. 2. Схема строения вскрытой части силурийско-нижнефранского мегакомплекса

поисково-разведочных скважин и сейсморазведки 3D создан сейсмостратиграфический каркас структуры по 12 горизонтам (от P<sub>1</sub> до S), трассированы и типизированы тектонические нарушения и составлена структурно-тектоническая модель, подготовлены предложения дальнейшего, в основном геофизического изучения территории. Нефтяное месторождение Медынское-море представлено двумя локальными структурами — Медынское-море 1 (ММ1) и Медынское-море 2 (ММ2). Месторождение Медынское-море открыто в 1997 г. в результате бурения скв. 1 глубиной 2525 м на локальной структуре Медынское-море 2.

На Паханческой площади в 2001 г. пробурена параметрическая скважина на силурийские отложения. Глубина скважины составила 4417 м. Силурийские отложения вскрыты в интервале глубины 3989–4417 м и охарактеризованы керном. В результате испытания скважины в силуре получен непромышленный приток нефти из отложений венлокского яруса.

В результате анализа динамики развития поисков, разведки и результатов работ на других участках шельфа ВАСЗ и прилегающих районов стало за период продолжительностью более полувека стало ясно, что необходимо ускорить темпы

поисково-разведочных работ ордовикско-нижнефранского МК на шельфе, в том числе на Приразломном месторождении. При этом необходимо значительно увеличить роль поискового и научно-исследовательского этапов работ и разрешить ряд проблем, на которых остановимся ниже.

**Литолого-стратиграфическая характеристика силурийских отложений.** Отложения силура вскрыты на месторождениях суши в Варандей-Адзьвинской структурной зоне на Варандейском, Тобойском, Мядсейском и других месторождениях. В акватории Печорского моря на Паханческой, Медынское-море, Приразломной структурах вскрыта верхняя часть ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса (НГК), включая нижнесилурийские отложения [Федоровский, Захаров и др., 2008; Хощтария, 2010].

На Приразломном месторождении вскрытая мощность МК составила 1268 м, прогнозируемая толщина отложений силура — до 500 м. Отложения ордовика в пределах изучаемой территории не вскрыты. Прямые признаки нефтегеносности ордовикско-нижнедевонского МК в пределах акватории ВАСЗ выявлены в разрезах шельфовых скважин структуры Медынское-море 1 (скв. 3), Медынское-море 2 (скв. 2, скв. 4), Приразломная (скв. 5).

Особенности стратиграфии палеозойских толщ, вскрытых бурением на структуре Медынское-море 2, можно лучше представить на фоне известных закономерностей строения осадочного чехла и литофацальной изменчивости палеозойских отложений в северной части Варандей-Адзьвинской структурной зоны [Меннер, 1989].

В южной части структурной зоны и на севере в районах продолжения ВАСЗ в пределах акватории Печорского моря мощность палеозойских комплексов уменьшается как за счет их конседиментационного сокращения, так и за счет все более глубокого предпозднедевонского и других размывов (рис. 2). В северном направлении проявляется и значительная литофацальная изменчивость ряда стратиграфических горизонтов.

Корреляция силурийских разрезов и разделение их на ярусы и региональные горизонты проведена по диаграммам ГИС с учетом немногочисленных палеонтологических данных и главным образом на основе сравнения с обнажениями на о-ве Долгий, на грядах Чернова и Чернышова и лучше изученными разрезами в более южных районах и по скважинам 2 и 3 Медынское-море. Крупные несогласия или стратиграфические перерывы внутри силурийской системы не выявлены. Исключение составляет лишь сокращение мощности лудловского яруса верхнего силура на Паханческой площади (рис. 2).

Силурийские отложения вскрыты Паханческой скважиной в интервале глубины 3989–4417 м. По каротажной характеристике они разделены (снизу вверх по разрезу) на три толщи, охватывающие суммарный интервал верхов лландоверийского, венлокского, лудловского и пржидольского ярусов.

Нижняя толща вскрыта в интервале 4417–4257 м, вскрытая мощность 160 м охарактеризована керном. Она сложена известняками серыми, слоистыми, микрокристаллическими, микросгустковыми и микрокомковатыми, местами неравномерно перекристаллизованными, изредка пятнисто доломитизированными. Часто встречаются слои, содержащие остатки строматопоров, брахиопод, остракод и криноидей, отмечены строматолиты. Для нижней части толщи характерны слои обломочных известняков (грейстоуны), которые могут указывать на присутствие в разрезе строматопоровых и водорослевых биостромов.

Средняя толща вскрыта в интервале 4257–4072 м (мощность 185 м), охарактеризована керном в нижней части. Она отличается от нижней более высокими фоновыми значениями ГК, т.е. большей глинистостью. В разрезе толщи ритмично чередуются пачки и пласты слабо- и более сильно глинистых известняков. В последних отмечены пласти мергелей мощностью до 2–3 м. Известняки преимущественно темно-серые, микрокристаллические, микросгустковые, с остатками брахиопод, множеством остракод,

криноидей, иногда со строматопорами и табулятами, встречаются строматолиты. Отмечены пласти осадочных брекций, слои с ходами илоедов (узорчатые известняки). Доломитизация слабая. У кровли толщи в шлифах отмечена алевритовая примесь кварцевых зерен.

Верхняя толща вскрыта в интервале 4072–3989 м (мощность 83 м), охарактеризована керном в верхней части. От нижележащих толщ отличается резким увеличением общей глинистости, фиксируемой по кривой ГК. Из основания толщи в керне подняты карбонатные конгломераты и брекции, переслаивающиеся с карбонатно-глинистыми породами. Выше преобладают известняки серые и темно-серые, тонкослоистые, часто с характерным желваковым или комковатым строением.

Присутствуют интервалы тонкого переслаивания карбонатных и карбонатно-глинистых слойков, нередко отмечена перемятость пород. Из остатков организмов чаще встречаются брахиоподы и криноидеи. Глинистая и алевритовая примесь постоянно присутствует в породах. Глинистое вещество имеет гидрослюдистый состав.

По современным представлениям гребенской горизонт охватывает верхнюю часть лудловского и пржидольский ярус верхнего силура. Небольшая мощность гребенского горизонта в разрезе Паханческой скважины, возможно, объясняется размывом отложений верхней части горизонта (преимущественно его пржидольской части). Датировка силурийских толщ сделана по сопоставлению с разрезами Северо-Чернореченской, Варктиавской и Оленьей площадей на суще.

Карбонатные отложения имеют предположительно силурийский возраст, залегают в самой нижней части разреза, вскрытого скв. 2, 4 на структуре ММ2. Положение в разрезе, каротажные характеристики, групповой состав остатков организмов, определения брахиопод, петрографические особенности пород, слабая доломитизация известняков, наконец, вскрытая мощность толщи позволили стратифицировать их как верхнесилурийские отложения, предположительно пржидольского яруса.

В скв. 4 ММ2 в интервале 3785–3980 м вскрыты верхнесилурийские отложения пржидольского яруса гребенского горизонта, представленные преимущественно глинистыми известняками. Толща известняков гребенского горизонта по данным ГИС условно разделена на три пачки снизу вверх в следующих интервалах (м): 3980–3954, 3954–3866, 3866–3785 соответственно. Нижняя пачка более глинистая. Известняки органогенно-обломочные, неравномерно доломитизированные.

Отложения, вскрытые в интервале 3530–3212 м в скв. ММ2, отнесены к гердьюскому и гребенскому горизонтам (лудловский и пржидольский ярусы) верхнего силура. По данным ГИС весь интервал разделен на две части.

Нижняя часть (глубина 3530–3390 м) характеризуется низкими значениями ГК, безглинистым составом слагающих ее карбонатных пород. Керн из интервала 3465–3492 м представлен серыми, пятнистыми, полосчатыми и линзовидно-слоистыми известняками. Пятнистость определяется присутствием двух основных разновидностей пород. Первая разновидность — светлые органогенно-обломочные известняки с раковинами остракод, гастропод, двухстворок, реже брахиопод, немногочисленными остатками иглокожих и мшанок. Остатки сцементированы микросуггестковым и микрокристаллическим, мелекристаллическим кальцитом. Вторая разновидность — известняки темно-серые, преимущественно микрокристаллические, иногда с тонкими карбонатно-глинистыми пропластками и небольшой алевритовой примесью кварца.

В целом в изученном интервале не встречены относительно высокоеемкие породы коллекторов вследствие специфических первичных особенностей пород, перекристаллизации совместно с уплотнением пород и наличием глинистой примеси. Отдельные маломощные пропластки содержат порово-трещинный низкоемкий коллектор.

Фациально-палеогеографическими исследованиями [Танинская, 2010] силурийской эпохи установлено развитие обширной трансгрессии и существование обширного мелководного шельфа с обстановками нижней и верхней сублиторали с биогенной карбонатной седиментацией на территории шельфа палеоморя глубиной 10–20 м с одиночными биогермами и биостромами кораллов, мшанок, строматопороидей, водорослей на восток от границ Большеземельского палеосвода. Размеры построек также эволюционировали в течение силура от 30–60 м (иногда 150) до 5–15 м в северо-восточной части Хорейверской впадины. В конце прайдольского века началось обмеление бассейна и увеличение площади суши, в том числе островной, на территории Хорейверской впадины.

Среди основных рифостроителей в позднем ордовике и силуре преобладали водоросли, часто образующие так называемые иловые холмы. Важнейшими строителями были водоросли цианеи, зеленые и красные водоросли и гидроидные. В этих условиях обитали мшанки, строматопороиды, табуляты и некоторые ругозы, но они не имели каркасобразующего значения. Только в венлокское время раннего силура началось формирование каркасных построек [Кузнецов, 2003] — биогермов и рифов.

**Литолого-стратиграфическая характеристика девонских отложений.** С девонской системой связаны важнейшие продуктивные горизонты Варандей-Адзьвинской структурной зоны, поэтому изменчивость разрезов заслуживает более детального рассмотрения. В составе нижнего девона уста-

новлено распространение отложений лохковского, пражского и эмского ярусов (рис. 2, 3).

Однако повсеместно распространены лишь отложения лохковского яруса, а толщи пражского и эмского ярусов сохранились от предпозднедевонского размыва преимущественно в субширотной полосе в центральной части ВАСЗ, протягивающейся на восток от Варандейской площади и включающей участки Приразломной, Медынской, Тобойской, Мядсейской, Перевозной, Усть-Талотинской, Междуреченской, Западно-Лекей-ягинской площадей.

Лохковский ярус подразделен на нижний — овинпармский ( $D_1 op$ , хатаяхинская свита) и верхний — сотчекыртинский ( $D_1 sk$ , торавейская свита) горизонты.

Хатаяхинская свита залегает согласно на отложениях верхнего силура, представлена морскими глинисто-карбонатными отложениями. По соотношению глинистых и карбонатных пластов разрез свиты разделен на 4 пачки (нумерация снизу вверх по разрезу). Наибольшей глинистостью отличаются пачки I и III. Карбонатные пласти пачки II получили буквенную индексацию. В северном направлении возрастает общая глинистость разрезов, безглинистые пласти карбонатных пород сохраняются лишь в пачке II. Они продуктивны на Медынской, Перевозной, Тобойской, Мядсейской, Наульской площадях, где получили индексы А, Б, В, Г, Д (сверху вниз по разрезу пачки). Зональной покрышкой (рис. 2) для залежей в маломощных коллекторах служит глинистая пачка III, иногда, как в южных районах зоны, единственная компетентная покрышка представлена региональной глинистой толщей тиманского и саргаевского горизонтов верхнего девона.

Продуктивные пласти пачки II с более высокими коллекторскими свойствами характерны для соседних месторождений Хорейверской впадины (месторождения имени Титова, имени Р. Требса), где хатаяхинская свита с размывом перекрыта отложениями тиманского горизонта верхнего девона. Торавейская свита состоит из двух пачек: нижней глинисто-карбонатной, сложенной переслаиванием аргиллитов и доломитов, и верхней ангидрито-доломитовой [Агаджанянц и др., 1999; Дзюбло, 2010, 2018].

По сейморазведочным данным отложения лохковского яруса прослеживаются из районов суши в акваториальное продолжение ВАСЗ и вскрыты бурением на месторождениях Медынское-море и Приразломное. В этих разрезах сохраняется тенденция к увеличению глинистости толщ, а в ангидритодоломитовой пачке уменьшается количество сульфатных пластов.

В скв. 5 на Приразломной структуре разрез нижнего девона стратифицирован на литологические пачки условно, ввиду отсутствия определений фауны и спорово-пыльцевых комплексов. Нижняя

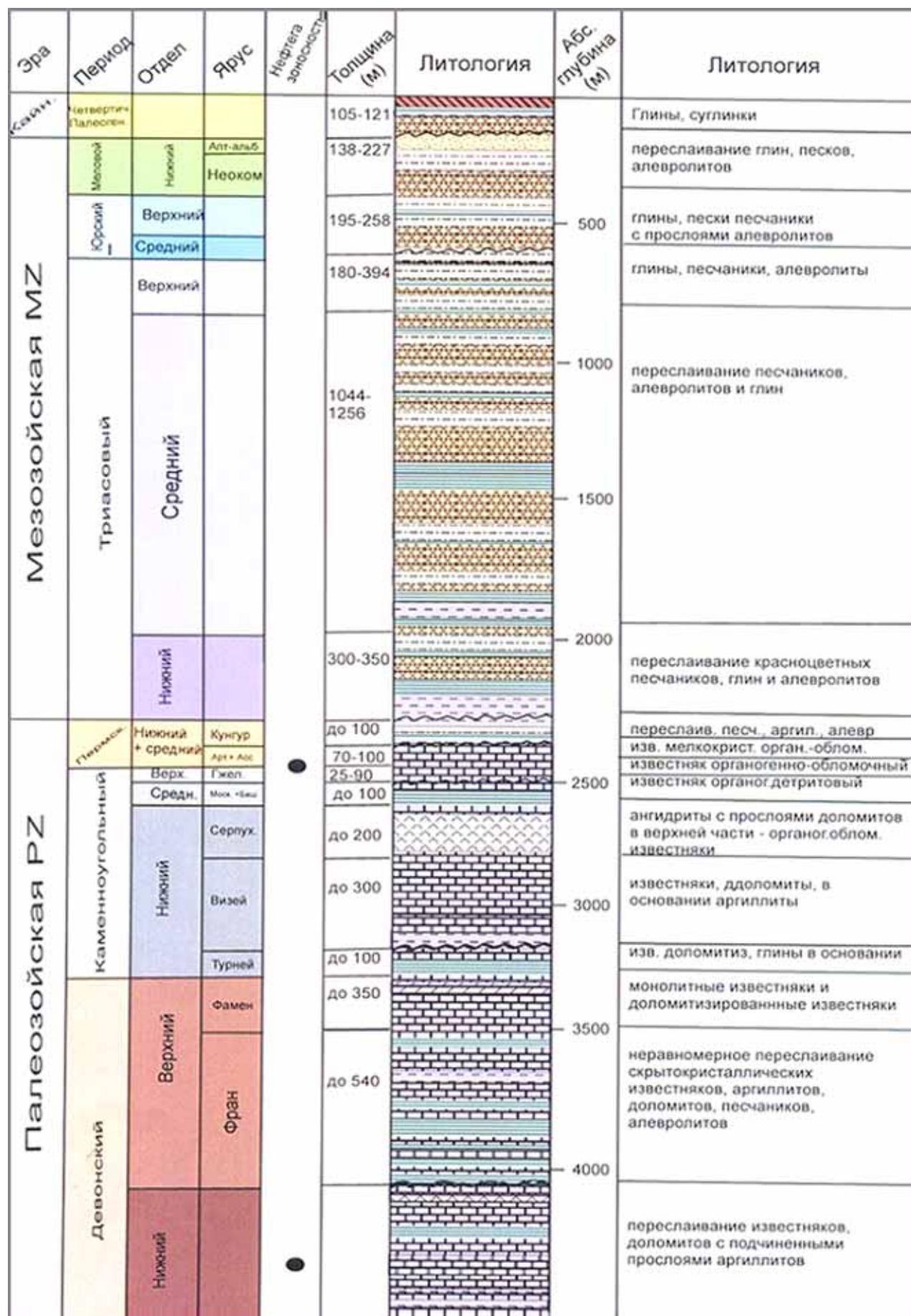


Рис. 3. Литолого-стратиграфический разрез месторождения Приразломное

пачка (4463–4389 м) глинисто-карбонатного состава сложена переслаиванием маломощных пластов известняков белых, кремовых, с прослойми серых глин, массивных, с включениями пирита. Толща условно отнесена к I и II пачкам низов овинпармского горизонта лохковского яруса.

Нижний отдел девона, представленный лохковским ярусом, вскрыт в скв. 2 и 4 на ММ2 и в скв. 3 на ММ1.

В скв. 4 ММ2 отложения лохковского яруса овинпармского горизонта выделены в интервале глубины 3785–3391 м, мощность 394 м.

В скв. 2 ММ2 нижнедевонские отложения выделены в интервале 3212–2762 м. Обоснованием для выделения нижнедевонских толщ послужило сравнение диаграмм ГИС и строение разреза в скв. 2 Медынская-суша, где выделение горизонтов и свит нижнего девона проведено на основе сравнения с палеонтологически охарактеризованными разрезами площадей на юге Варандей-Адзьвинской зоны и Хорейверской впадины.

В скв. 2 ММ2 нижняя и верхняя части хатаяхинской свиты сильноглинистые, а в средней, в основном, вероятно, соответствующей пачке II, присутствует несколько (до 5) безглинистых карбонатных пластов мощностью 4–8 м. В аналогичном пласте мощностью 8 м на Тобойском месторождении открыта залежь при испытании совместно с пластом Г. Пласт Г в скв. 2 ММ-2 в интервале 3127–3120 м мощностью 7 м сложен известняком тонкокристаллическим, массивным, доломитизированным.

На Мядсейском и Перевозном месторождениях из пласта получен незначительный приток разгазированной нефти. Пласт В в интервале 3113–3099 м мощностью 14 м представлен известняком органогенно-детритовым, массивным, доломитизированным. В скв. 6 Перевозного месторождения из пласта Г получен приток нефти дебитом 4 м<sup>3</sup>/сут при аномально высоком пластовом давлении (АВПД), превышающем гидростатическое в 1,9 раза. Пласти Г и В разделены пластом аргиллита, алевролита с включениями мергеля и доломита. Пласт Б в интервале 3093–3078 м толщиной 15 м сложен щебнем сильноизвестковистого доломита и карбонатной брекчии доломитизированного известняка, охарактеризован керном.

В целом породы Перевозного месторождения характеризуются сложной пустотной системой, которая представляет собой чередование трещинно-порового коллектора в основании интервала 3090,8–3090,65 м (отбор керна с поровым коллектором в интервале 3090,4–3089,4 м) и трещинно-порового коллектора на глубине 3088,52 м. Затем их сменяют каверново-поровый коллектор (глубина 3088,3 м) и трещинно-поровый (3084,9–3084,15 м). Таким образом, пустотная система нижнедевонских доломитов сложная, комбинированная, с преобладанием на отдельных участках

пластов коллекторов тех или иных сочетаний типов пустотного пространства. При испытании пласта Б в колонне в интервале 3080–3089 м получен приток нефти дебитом 612 м<sup>3</sup>/сут. Пласт А в интервале 3061–3037 м толщиной 24 м сложен известняками с пропластками аргиллитов и алевролитов.

В скв. 3 ММ1 отложения лохковского яруса вскрыты в интервале 4270–3029 м и представлены толщами овинпармского и сотчекыртинского региональных горизонтов. Овинпармскому горизонту соответствует глинисто-карбонатная хатаяхинская свита. Граница с силуром не вскрыта. По диаграмме ГИС мощность пачек составляет: вскрытая мощность пачки II — 116 м (4154–4270 м), пачки III — 119 м (4035–4154 м), пачки IV — 99 м (4035–3936 м).

Сотчекыртинскому горизонту соответствует торавейская свита, состоящая из двух пачек — нижней терригенно-карбонатной и верхней ангидрито-доломитовой.

Скважиной 3 ММ1 торавейская свита вскрыта в интервале 3936–3424 м. Нижняя граница свиты на диаграммах ГИС нечеткая, но благодаря более сильной глинистости терригенно-карбонатная пачка торавейской свиты в целом достаточно надежно отличается от IV пачки хатаяхинской свиты.

Верхняя граница торавейской свиты с вышележащей наульской свитой проводится по резкому и значительному увеличению глинистости разреза. Терригенно-карбонатная пачка торавейской свиты, как и в разрезах соседних скважин, сложена частым переслаиванием сероцветных аргиллитов, доломитовых мергелей и доломитов, причем среди доломитов присутствуют не только вторичные, но и седиментационные разновидности. Мощность пачки 86 м (3937–3851 м). Ее мощность больше в соседних разрезах. Граница пачки с ангидрито-доломитовой пачкой на диаграммах ГИС проводится по резкому снижению гамма-активности и глинистости пород.

Ангидрито-доломитовая пачка сложена ритмичным переслаиванием пластов сероцветных ангидритов, доломитов с подчиненными пластами доломитовых мергелей.

Отнесение торавейской свиты к верхней части лохковского яруса основано на достоверных аналогиях с разрезами на суше в северной части Тимано-Печорской провинции. Палеогеографические условия осадконакопления лохковского века характеризуются широким распространением обстановок верхней сублиторали на исследованной территории, связанных с кратковременным подъемом уровня моря в раннелохковское время [Танинская, 2010]. В позднелохковское время сократились территории мелководного морского шельфа, ее сменили обстановки супралиторали и прибрежной себхи с карбонатно-сульфатным типом осадконакопления. На запад и юго-запад

от исследуемой территории увеличилась площадь областей денудации.

Осадконакопление в пражский век происходило в условиях аридного климата и обмеления литоральной зоны моря, а в позднепражское время — в условиях наступления супралиторальных лагунно-себховых обстановок с сульфатно-терригенным осадконакоплением.

Отложения эмского яруса нижнего девона условно выявлены в разрезах скв. 4 и 3 на структурах Медынское-море, сопоставляемых с разрезами Перевозного, Тобойского месторождений как варандейская свита (рис. 2). В разрезе скв. 4 ММ2 отложения залегают в интервале 2945–2792 м мощностью 153 м, в скв. 3 ММ1 — в интервале 3238–3029 м мощностью 209 м. В составе толщи в скв. 4 ММ2 выделены снизу вверх три пачки: нижняя (в интервале 2945–2880 м, мощность 65 м) терригенная, сложенная аргиллитами с редкими тонкими прослоями кварцевых песчаников и алевролитов; средняя (в интервале 2880–2809 м, мощность 71 м) терригенно-сульфатная и верхняя (в интервале 2809–2792 м, мощность 17 м) доломитово-глинистая. Отложения эмского яруса условно выделены в скв. 3 ММ1 в интервале 3238–3029 м, толщина 209 м. Сложены аргиллитами с редкими тонкими прослоями кварцевых алевролитов, известняков, доломитов, с прослоями ангидритов, которые накапливались в условиях литорали и супралиторали, временами себхи. Глинистые породы варандейской свиты служат покрышкой для залежей нефти в песчаниково-алевролитовом пласте верхов наульской свиты.

К эйфельскому ярусу среднего девона условно отнесена терригенно-карбонатная толща, вскрытая скв. 3 ММ1 в интервале 3029–2952 м мощностью 77 м. Отложения среднего девона имеют ограниченное распространение на изученной территории. Они представлены в разрезах Перевозного, Мядсейского, Западно-Лекейянского месторождений, а на двух последних содержат небольшие залежи в толще переслаивания аргиллитов, алевролитов и кварцевых песчаников.

На основе комплексных исследований керна, отобранного из разреза овинпармского горизонта нижнего девона в северной части ВАСЗ на Тобойском и Перевозном месторождениях, и с использованием результатов работ по древним отложениям Восточной Сибири [Кузнецов, Журавлева, 2014] изучены мелководные литоральные и сублиторальные отложения и выделен особый тип отложений под названием тайдалиты (*Tidal*), — специфические отложения палеозойских водоемов. Литоральные и сублиторальные отложения карбонатного состава характеризуются преимущественно микрозернистой, реже тонко-зернистой структурой со следами биотурбаций, перерывов и широким развитием микробиальных матов и биопленок глинисто-карбонатного соста-

ва. Для разных литотипов пород овинпармского горизонта характерно пустотное пространство преимущественно трещинно-порового типа с анизотропией проницаемости, присущей литоральным и сублиторальным отложениям, когда низкая проницаемость перпендикулярна слоистости, а относительно высокая — параллельна слоистости.

Проведенные исследования имеют важное значение для последующей оценки коллекторского потенциала пород, поскольку установлена цикличность процесса осадконакопления пород ордовикско-нижнедевонского комплекса, а также широкое распространение условий литорали и супралиторали, в которых формировались породы типа тайдалитов; начиная со среднего ордовика до среднего девона на изученной территории предположительно до 40% пород приходится на долю тайдалитов.

**Ресурсы и объекты разведки в изученном мегакомплексе.** На Приразломном нефтяном месторождении с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная» с 2013 г. ведется промышленная эксплуатация. В 2019 г. добыча составила 3,1 млн т. Извлекаемые запасы нефти на 01.01.2020 г. по категории  $B_1$  составили 47 956 тыс. т, по категории  $B_2$  — 21 297 тыс. т.

Запасы нефти на Госбалансе по горизонту III–IV ( $D_3-S$ ) по категории  $C_3$  составляют 74 658 млн т, а извлекаемые при коэффициенте извлечения нефти (КИН) 0,3 равны 22 409 тыс. т. В карбонатном комплексе (риф) в районе скв. 5 ( $D_1-S$ ) балансовые запасы нефти по категории  $C_3$  составляют 17 397 тыс. т, а извлекаемые запасы нефти категории  $C_3$  — 5219 тыс. т.

В рифоподобной терригенной постройке ( $D_3$ ) в подгазовой зоне месторождения по категории запасов  $C_3$  и при коэффициенте извлечения нефти 0,35 балансовые запасы оцениваются в 58 971 тыс. т, извлекаемые запасы — 20 640 тыс. т.

Недропользователь ООО «Газпромнефть шельф» — владелец лицензии, планирует доразведку нижнепермско-каменноугольной залежи Приразломного месторождения и поиск новых залежей в нижележащих девонских и силурийских отложениях.

Согласно проекту доразведки Приразломного месторождения ООО «ВНИИГАЗ» (2006) прогнозируется нефтеносность нижнедевонских и силурийских отложений. С целью выявления залежей предлагалось бурение на девон и силур двух поисковых скважин до глубины 4700 м. Планируемый прирост запасов нефти по нижнедевонским–силурийским отложениям по категориям  $C_1+C_2$  (геологические/извлекаемые) — 40,9–4,5 млн т (рис. 4).

Проект доразведки основан на результатах обработки материалов сейсмических работ 2D–3D. По отражающему горизонту III<sub>1</sub><sup>1</sup> в кровле карбонатной толщи лохковского яруса нижнего девона Приразломная антиклинальная складка имеет

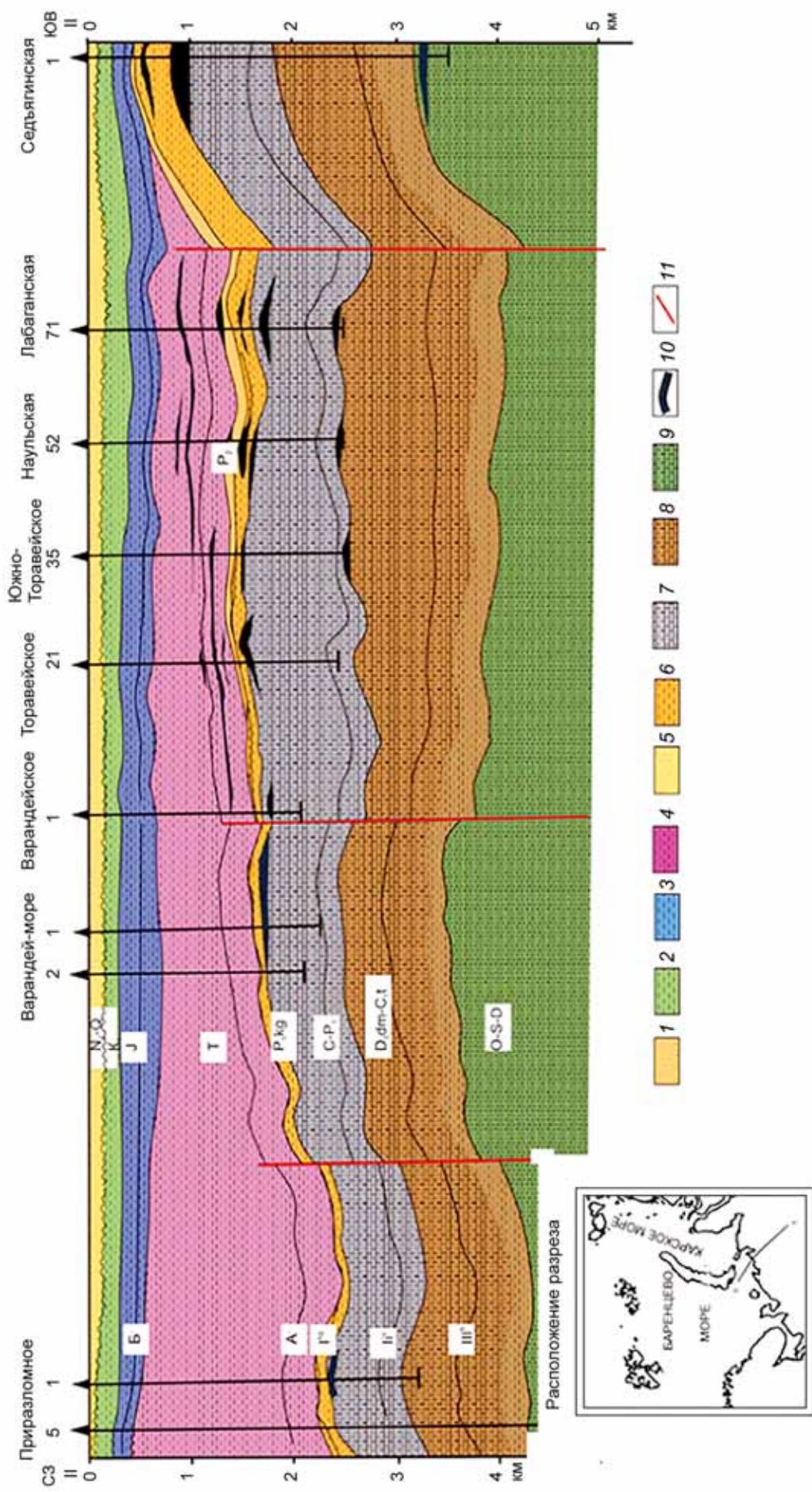


Рис. 4. Приразломное месторождение. Геологический разрез вдоль простирации вала Сорокина. Отложения: 1—9 — отложения: 1 — неоген-четвертичные; 2 — мезозойские; 3 — юрские; 4 — триасовые; 5 — верхней перми; 6 — нижней перми (кунтур); 7 — перво-карбона; 8 — девона; 9 — ордовика—нижнего девона; 10 — залежи углеводородов; II — разломы

сложное блоковое строение. Блоки, сформированные серией разрывных нарушений северо-западного простирания, ступенчато погружаются с северо-запада на юго-восток от 4150 до 4350–4400 м. Общее замыкание структуры происходит по изогипсе –4450 м. Размеры структуры 11,2 × 2,6 км, амплитуда около 300 м. Максимальная амплитуда вертикального смещения по сбрасывателю отмечена в северо-западной части складки и составляет 250–300 м.

По отражающему горизонту III–IV, приуроченному к кровле терригенной пачки, подстилающей карбонаты нижнего девона, Приразломная антиклинальная складка разбита серией разрывных нарушений на отдельные блоки. Наиболее гипсометрически приподнятое положение (отметка –4400 м) отмечено в северо-западной части структуры. Общее замыкание структуры происходит по изогипсе –4700 м. Размеры структуры 11,5 × 2,2 км, амплитуда около 300 м. Максимальная амплитуда вертикального смещения по сбрасывателю выявлена в северо-западной части складки и составляет 150–200 м.

Многочисленные малоамплитудные сбросы и надвиги, осложняющие структуру, создают зоны повышенной трещиноватости. Перспективный рифовый объект по данным сейморазведки выделен на 80–100 м ниже забоя скв. 5. Он расположен ниже отражающего горизонта (ОГ) III D<sub>1</sub>, подошвата рифа выделена ниже ОГ III–IV (S–D<sub>1</sub>).

*Месторождение Медынское-море* находится на стадии доразведки. Извлекаемые запасы нефти по категориям C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> составляют 97,3 млн т. В основной залежи нижнепермского–каменноугольного возраста сосредоточено 96% выявленных запасов нефти.

В пределах северо-западного блока месторождения по данным испытания скв. 4 MM2 в отложениях верхнего силура открыта пластово-сводовая залежь нефти. В интервале 3785–3805 после СКО получен приток легкой нефти с плотностью 0,83 г/см<sup>3</sup> и дебитом 4,67 м<sup>3</sup>/сут. По результатам ГИС в скв. 2 MM2 также прогнозируется нефтяная залежь. Предполагается, что в случае наличия единой залежи ее площадь составит до 20 км<sup>2</sup>.

По данным сейморазведки в современном структурном плане локальные поднятия месторождения Медынское-море представляют собой приразрывные постседиментационные линейные складки сжатия, приуроченные пространственно к восточному борту Мореюской депрессии. Их строение определяется наличием двух основных типов нарушений: взбросо-надвига с северо-восточным падением плоскости сместителя и антитектонического ему взброса со встречной юго-западной плоскостью падения сместителя. Эти нарушения выражены по силурийско-триасовой части разреза и пересекают Медынский вал в направлении с северо-запада на юго-восток субпараллельно одно

другому. Крылья складок нарушены разрывными нарушениями по отложениям от силура до триаса. Наибольшая амплитуда горизонтального перекрытия основного взбросо-надвига отмечена по подошве нижнего девона и составляет 700–800 м. Величина вертикального смещения изменяется от 250–350 м (MM2) до 50–70 м (MM1).

В толще МК выявлено 6 залежей: залежи D<sub>1</sub>-А и D<sub>1</sub>-Б в карбонатах овинпартского горизонта лохковского яруса нижнего девона в центральном блоке структуры MM2; залежь D<sub>1</sub> в карбонатах гребенского горизонта пржидольского яруса верхнего силура в центральном блоке структуры MM2; залежи D<sub>1</sub>-А и D<sub>1</sub>-Б в карбонатах овинпартского горизонта лохковского яруса нижнего девона на северо-западном блоке структуры MM2; залежь D<sub>1</sub> в карбонатах гребенского горизонта пржидольского яруса верхнего силура в северо-западном блоке структуры MM2 (рис. 5).

Структуры MM1 и MM2 представляют собой антиклинальные складки сжатия между двумя плоскостями встречных взбросов, веерообразно расходящихся снизу вверх. Такая тектоническая позиция определила увеличение ширины поднятий. На северной периклиниали структуры MM2 выявлено осложнение локальной структурой (№ 2а) сжатия. Структура наиболее контрастна по кровле S–D<sub>1</sub>ор.

Поисково-оценочные работы на месторождении ведет владелец лицензии ЗАО «Арктишельфнефтегаз». Целевое назначение геологоразведочных работ — выявление залежей УВ в девонских и верхнесилурийских отложениях.

В настоящее время ЗАО «Арктишельфнефтегаз» осуществляет бурение на подготовленной сейморазведкой 3D Мадачагской структуре, расположенной на Варандей-Медынском участке. Бурение ведется с берега о. Песякова наклонно направленной скважиной на отложения нижней перми (P<sub>1a+s</sub>), девона–верхнего силура. Ожидаемый прирост запасов нефти в силуре до 1,5 млн т.

**Выводы.** 1. Приведенные выше данные убедительно показывают как основные общие черты объектов на изученной территории, так и их различия. Общие закономерности строения отложений МК от среднего ордовика до нижнего девона на исследованной территории следующие: цикличность осадконакопления и формирования коллекторских толщ и покрышек; последовательная смена моделей седиментации от гумидной карбонатной рампы в среднем ордовике до аридной и гумидной карбонатной платформы с широкой литоральной зоной в силуре–нижнем девоне; тектоническая природа антиклинальных складок сжатия с широким развитием элементов разрывной тектоники как элементов, формирующих типы залежей и их местоположение на структурах и трещинную составляющую коллекторов; существование относительно устойчивых биоценозов с преобладанием

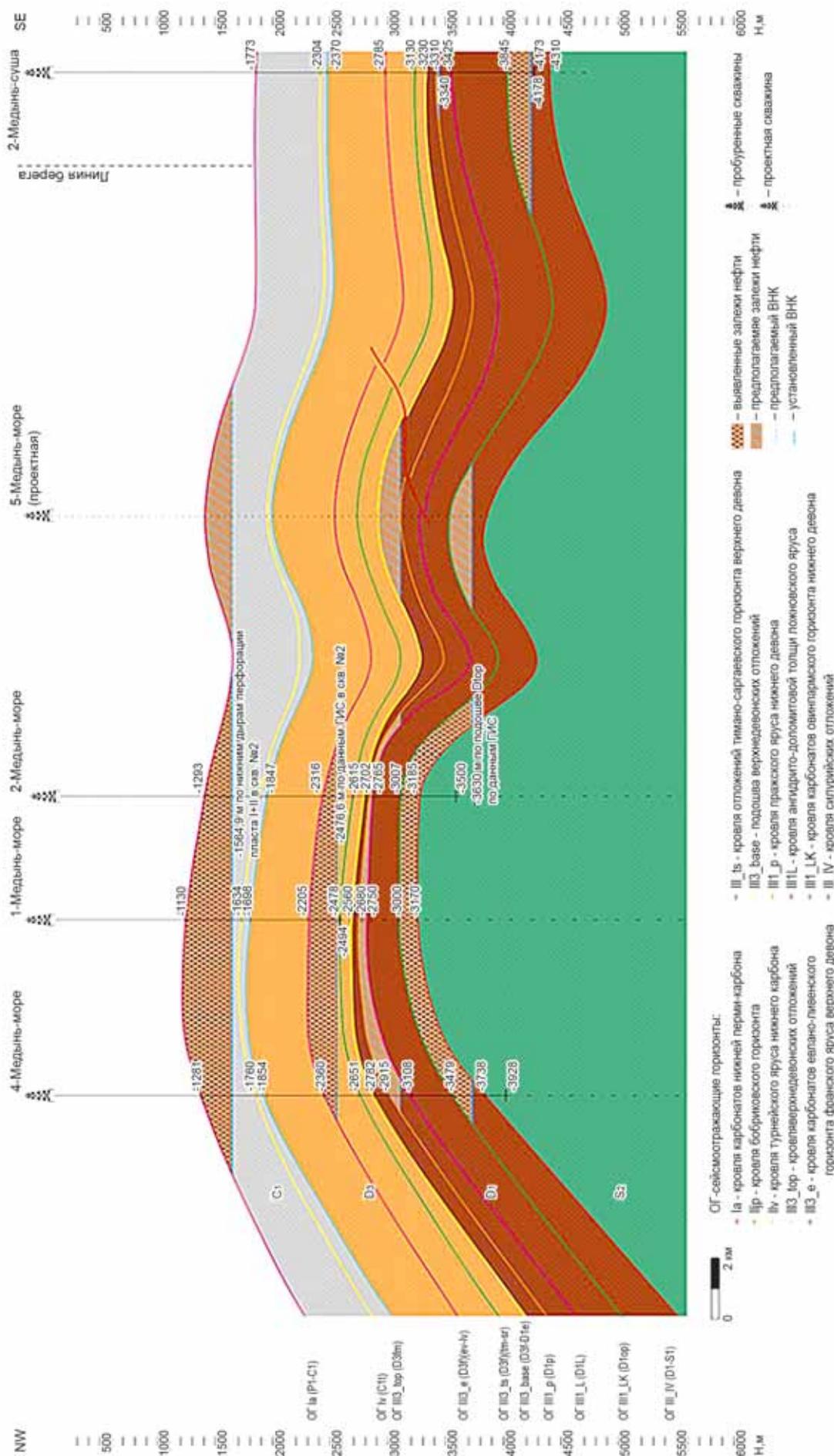


Рис. 5. Сейсмогеологический профиль по линии скважин № 4, 1, 2 Медынское-сунта, (по Федоровский и др., 2008г.)

водорослей, обеспечивших формирование одиночных биогермных построек; пустотная система нижнедевонских карбонатов — сложная, комбинированная поровая, кавернозная, трещинная емкость, с преобладанием на отдельных участках пластов коллекторов тех или иных сочетаний типов пустотного пространства, с преобладанием тектонически экранированных ловушек сводового типа. Формирование залежей происходило за счет реализации их собственного нефтегазогенерационного потенциала в связи с малой вероятностью перетоков из более молодых отложений, наличием в МК собственных нефтепроизводящих толщ в благоприятных термодинамических условиях преобразования ОВ.

2. Различия перспективных объектов поисков и разведки залежей УВ изученной территории заключаются в строении регионального резервуара ордовикского–нижнефранского МК и степени изученности объектов сейсмикой, глубоким бурением, в методах и результатах обработки полевых материалов. На Приразломной структуре МК имеет сокращенный объем по сравнению со

структурными Медынское-море за счет сокращенной толщины ангидритово-доломитовой пачки сотчекыртинского горизонта нижнего девона, а также из-за отсутствия отложений пражского и эмского ярусов и сокращенной мощности нижнефранской региональной покрышки за счет предпозднедевонского размыва.

3. В результате анализа геолого-геофизической информации по объектам Печорского моря предлагается продолжить поисково-оценочное бурение на структурах Полярная, Паханская, Папанинская, Саханинская, Русская, Южно-Русская и доразведку на месторождениях Приразломное и Медынское-море.

4. Освоение перспективных на нефть объектов силурийско-девонского возраста Приразломного месторождения необходимо продолжить после проведения геологоразведочных работ и обоснования запасов УВ промышленных категорий. В дальнейшем это даст синергетический эффект, возникающий от эксплуатации нижележащих залежей и добычи дополнительной продукции.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Агаджанянц И.Г., Дзюбло А.Д., Зонн М.С., Таныгин И.А.* Характеристика, распространение и генезис коллекторов палеозойских отложений юго-восточной части Печорского моря // Тр. 4-й Междунар. конференции РАО'99. СПб., 1999. С. 219–222.

*Дзюбло А.Д.* Коллекторский потенциал рифогенных палеозойских отложений юго-восточной части Печорского моря // Газовая промышленность. 2008. № 6. С. 62–65.

*Дзюбло А.Д.* Нефтегазоносность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока: Учебное пособие. М.: Российский гос. ун-т нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 235 с.

*Журавлева Л.М.* Литология и типы пустотного пространства карбонатных отложений овинпармского горизонта (Варандей-Адзывинская зона Тимано-Печорской НГП): Автореф. канд. дисс. М., 2014.

*Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М.* Пустотное пространство карбонатных тайдалитов — палеоклиматический аспект // Литология и полезные ископаемые. 2019. № 4. С. 351–363.

*Мандель К.А.* Нефтегазоносность и перспективы освоения северной части Тимано-Печорской провинции (Печорское море): Автреф. канд. дисс. СПб., 2005.

*Меннер В.В.* Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. М.: Наука, 1989. 133 с.

*Ступакова А.В., Кирюхина Т.А.* Развитие Тимано-Печорского осадочного бассейна и размещение в нем нефти и газа // Ломоносовские чтения. МГУ, 1998. С. 67–75.

*Ступакова А.В., Суслова А.А., Сауткин Р.С. и др.* Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа // Вестн. газовой науки. 2016. № 4(28). С. 154–164.

*Танинская Н.В.* Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонском комплексе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5, № 4. С. 1–29.

*Федоровский Ю.Ф., Захаров Е.В., Хоштария В.Н., Исаева В.В.* Геологоразведочные работы в восточной прибрежной части Баренцева моря могут обеспечить создание нового нефтедобывающего района на Российском шельфе // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 12. С. 4–9.

*Хоштария В.Н.* Стратегия и тактика проведения поисково-оценочных работ на девонские отложения в транзитной зоне северо-восточной части Хорейверской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 2.

Поступила в редакцию 01.03.2021

Поступила с доработки 05.04.2021

Принята к публикации 03.08.2021