



ШЕЛЬФ
ЮРСКОГО
ПЕРИОДА

ИННОВАЦИИ
ДЛЯ ШЕЛЬФА

ОСВОЕНИЕ
АРКТИЧЕСКОГО
БАСЕЙНА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

[1] 2017

СЕЙСМОРАЗВЕДКА В АРКТИКЕ



Входит в перечень ВАК

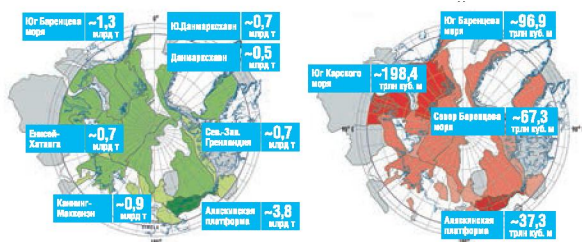
Самый ближний шельф



16

О конкурентоспособности нефтегазовых проектов арктического шельфа

20



СОДЕРЖАНИЕ

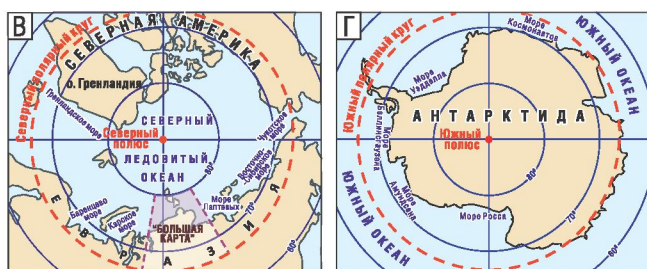
Как «разморозить» арктические проекты?



42

Стратегия ускоренной геологоразведки Арктики и Антарктики

76



Эпохи НГК

8

РОССИЯ Главное

Шельф.

Акваториальные запасы

6

Налоговые льготы для геологоразведки шельфа

8

События

10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Арктические рубежи

12

Самый ближний шельф

16

РЫНОК

О конкурентоспособности нефтегазовых проектов арктического шельфа

20

Состояние и перспективы традиционного и интеллектуального освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа

32

Как «разморозить» арктические проекты?

42

Нефтегазовый потенциал Анабаро-Ленского прогиба

48

Трехмерные сейсмоакустические наблюдения на акваториях: обзор современных технологий

56

Россия в заголовках

69

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АНАБАРО-ЛЕНСКОГО ПРОГИБА

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ПРОИСХОДИТ ЗАМЕТНОЕ СОКРАЩЕНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ. ВЫЯВЛЕНИЕ НОВЫХ РЕГИОНОВ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА ОБНАРУЖЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, СТАНОВИТСЯ ОДНОЙ ИЗ ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ. В СВЯЗИ С РЕАЛИЗАЦИЕЙ РОССИЙСКИМИ КОМПАНИЯМИ ПЛАНА ТРАНСПОРТИРОВКИ СПГ С ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ (ПОРТ САБЕТТА И ДРУГИЕ) В КИТАЙ ПО СЕВЕРНОМУ МОРСКОМУ ПУТИ НА ПОВЕСТКУ ДНЯ ВЫДВИГАЕТСЯ ВОПРОС ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ОБШИРНОЙ ПОЛОСЫ МЕЗОЗОЙСКИХ ПРОГИБОВ, НАЛОЖЕННЫХ ИЛИ ОБРАМЛЯЮЩИХ СЕВЕР И СЕВЕРО-ВОСТОК СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ ЭТИХ ПРОГИБОВ, ВЫДЕЛЯЕМАЯ КАК АНАБАРО-ЛЕНСКИЙ ПРОГИБ, РАСПОЛОЖЕНА В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ). СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА НАИБОЛЕЕ КРУПНЫЙ РЕГИОН РОССИИ С БОЛЬШОЙ КОНЦЕНТРАЦИЕЙ НЕРАЗВЕДАННЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ И ПРИЛЕГАЮЩЕМ ШЕЛЬФЕ ОКРАИННЫХ МОРЕЙ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА

IN RECENT YEARS THERE HAS BEEN A NOTICEABLE REDUCTION IN THE RESOURCE BASE OF LIQUID AND GASEOUS HYDROCARBONS IN RUSSIA. IDENTIFICATION OF NEW REGIONS, LOOKING AT THE DISCOVERY OF OIL AND GAS FIELDS, HAS BECOME ONE OF THE PRIORITIES OF RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY. IN CONNECTION WITH THE IMPLEMENTATION OF RUSSIAN COMPANIES PLAN FOR LNG TRANSPORTATION FROM THE YAMAL PENINSULA (THE PORT OF SABETTA AND OTHERS) TO CHINA VIA THE NORTHERN SEA ROUTE ON THE AGENDA THE QUESTION IS PUT FORWARD EXTENSIVE EVALUATION OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE MESOZOIC DEPRESSIONS, SUPERIMPOSED OR FLANKING THE NORTH AND NORTH-EAST OF THE SIBERIAN PLATFORM. THE EASTERN PART OF THE TROUGHS, ALLOCATED AS THE ANABAR-LENA TROUGH, LOCATED WITHIN THE ADMINISTRATIVE BORDERS OF THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA). SIBERIAN PLATFORM IS THE LARGEST RUSSIAN REGION WITH A HIGH CONCENTRATION OF UNDISCOVERED RESOURCES OF OIL AND GAS ON LAND AND OFFSHORE ADJACENT MARGINAL SEAS OF THE ARCTIC OCEAN

Ключевые слова: Северный морской путь, Сибирская платформа, Северный Ледовитый океан, арктический шельф, Анабаро-Ленский прогиб, Енисей-Хатангский прогиб, Анабаро-Хатангская седловина, Анабарский свод, Таймырская складчатая область, плита моря Лаптевых, Евразийская литосферная плита, Хатангская впадина, нефтегазоносность, нефтедобыча, газодобыча, Сабетта, СПГ транспорт, республика Саха (Якутия).

**Ульмасвай Феликс
Салямovich,**
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН

**Еремин Николай
Александрович,**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина,
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН

**Шабалин Николай
Алексеевич,**
к.г.-м.н., старший научный
сотрудник ИПНГ РАН

**Сидоренко Светлана
Александровна,**
д.г.-м.н.,
ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН

Геологические исследования, выполненные на севере административной территории Республики Саха (Якутия) в 1931 – 1950 гг. подразделениями Главсевморпути и в 1950 – 2014 гг. организациями Мингео СССР и АН СССР, Минприроды России и АН России, указывают на достаточно высокую степень нефтегазоносности рифейских, вендских, кембрийских, пермских отложений, на продолжение континентальных тектонических структур в акваторию моря Лаптевых. В результате исследований ГСЗ МОВ по региональным профилям р. Маган – р. Тарей, р. Попигаи – р. Шренк и р. Угольная и р. Лена вдоль профиля Петропавловск – Норильск – море Лаптевых, выполненных к 1987 г. СРГЭ НПО «Нефтегеофизика» установлена мощность осадочного чехла, уточнена глубина и рельеф поверхности фундамента Енисей-

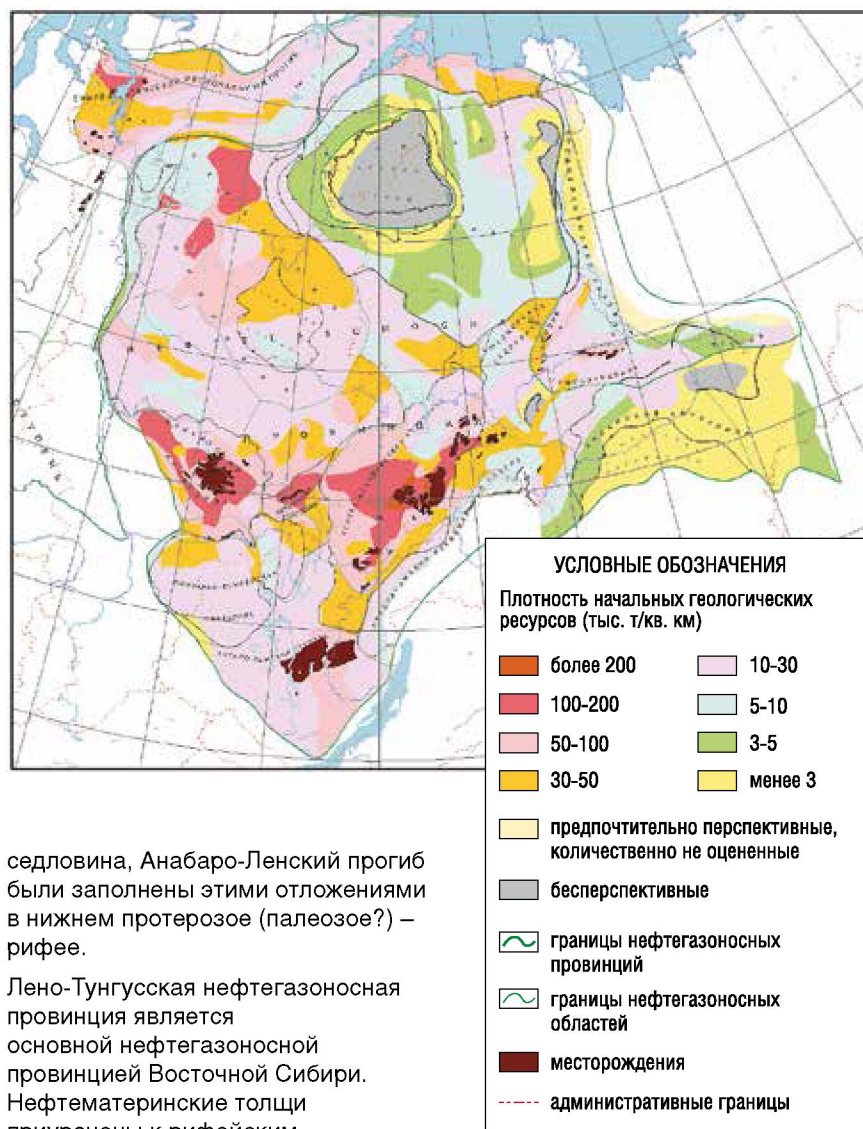
Хатангского, Анабаро-Ленского прогибов и Анабаро-Хатангской седловины, изучено внутреннее строение консолидированной части коры, доказано рифтовое происхождение осадочных бассейнов [3]. К 2012 г. ФГУП «Южморгеология» составлена модель строения Енисей-Хатангского регионального прогиба, Анабаро-Ленского прогиба, Анабарского свода. На месте Анабаро-Хатангской седловины, разделяющей Енисей-Хатангский региональный прогиб и Анабаро-Ленский прогиб по подошве мезозойских отложений, установлена крупная погребенная протерозойско-палеозойская впадина, названная Хатангской впадиной [4]. Общая площадь нефтегазоперспективных земель на суше 55–56 тысяч кв. км [2]. Образование арктического сегмента Земли, началось в процессе распада в

позднепалеозойское-мезозойское время суперконтинента Пангея [7,17]. Формирование Евразийской литосферной плиты (плита моря Лаптевых) в Евразийском бассейне продолжается и в наше время.

В современных контурах Сибирская платформа на северо-западе, севере окаймлена Енисей-Хатангским региональным прогибом, отделяющим Сибирскую платформу от Таймырской складчатой области [8]. В настоящее время Сибирская платформа третий регион России после Западной Сибири и Урало-Поволжья с крупной концентрацией ресурсов нефти и газа на суше и прилегающему шельфу окраинных морей Северного Ледовитого океана (см. рис.1).

Восточная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба (Хатангский прогиб) смыкается с Анабаро-Ленским прогибом, отделяющим на севере и северо-востоке Сибирскую платформу от плиты моря Лаптевых и Оленекской ветви Верхояно-Колымской (см. рис. 2). Северные склоны Сибирской платформы имели более длительную историю погружения, чем восточные. Отсутствие на северо-востоке платформы части ниже-средне палеозойских отложений (верхний кембрий – карбон) компенсируется их присутствием на юго-востоке. Енисей-Хатангский региональный прогиб, Анабаро-Хатангская

РИС. 1. Схема нефтегазоносности Сибирской платформы [3]



седловина, Анабаро-Ленский прогиб были заполнены этими отложениями в нижнем протерозое (палеозое?) – рифее.

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция является основной нефтегазоносной провинцией Восточной Сибири. Нефтематеринские толщи приурочены к рифейским,

РИС. 2. Тектоническая схема Анабаро-Ленского мегапрогиба [11]

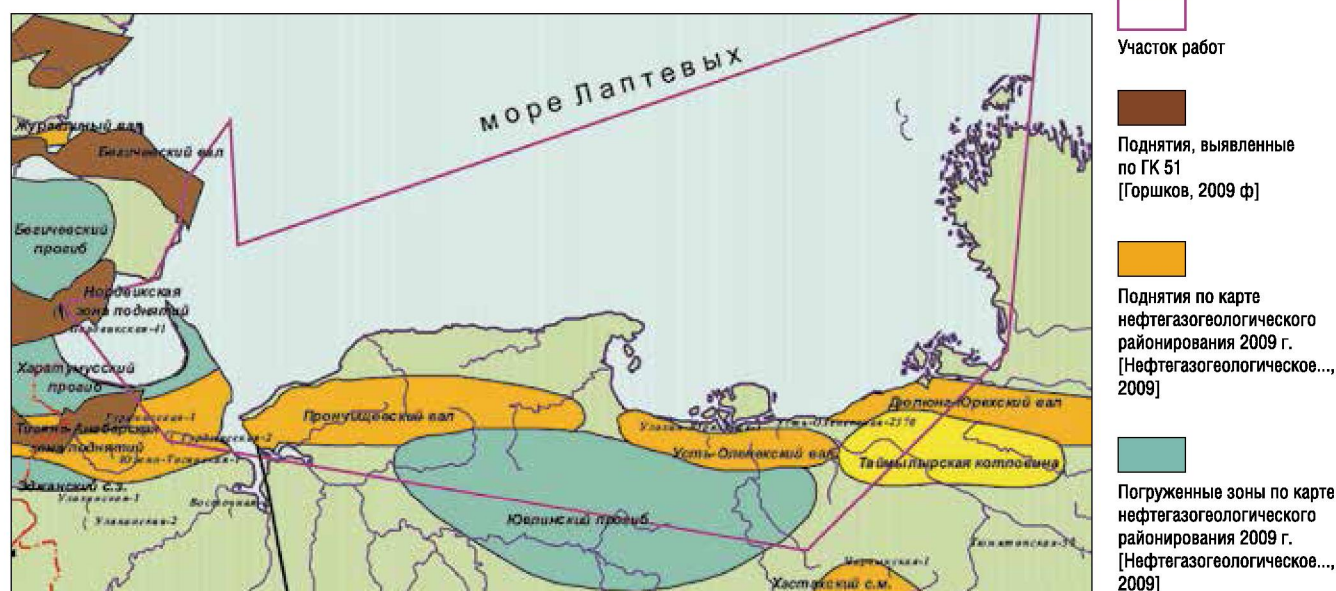


РИС. 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез Анабаро-Хатангской седловины по материалам бурения [1]

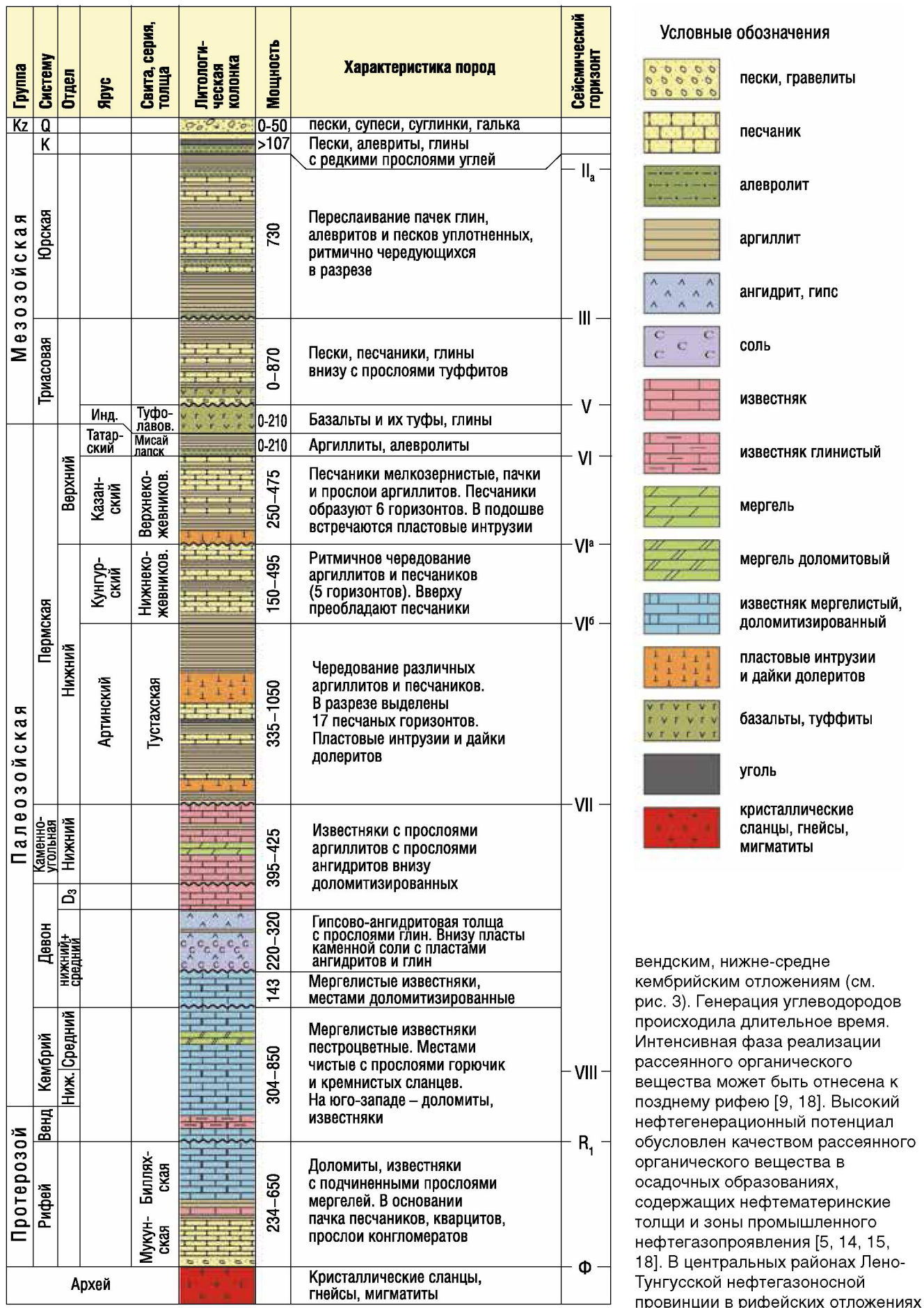
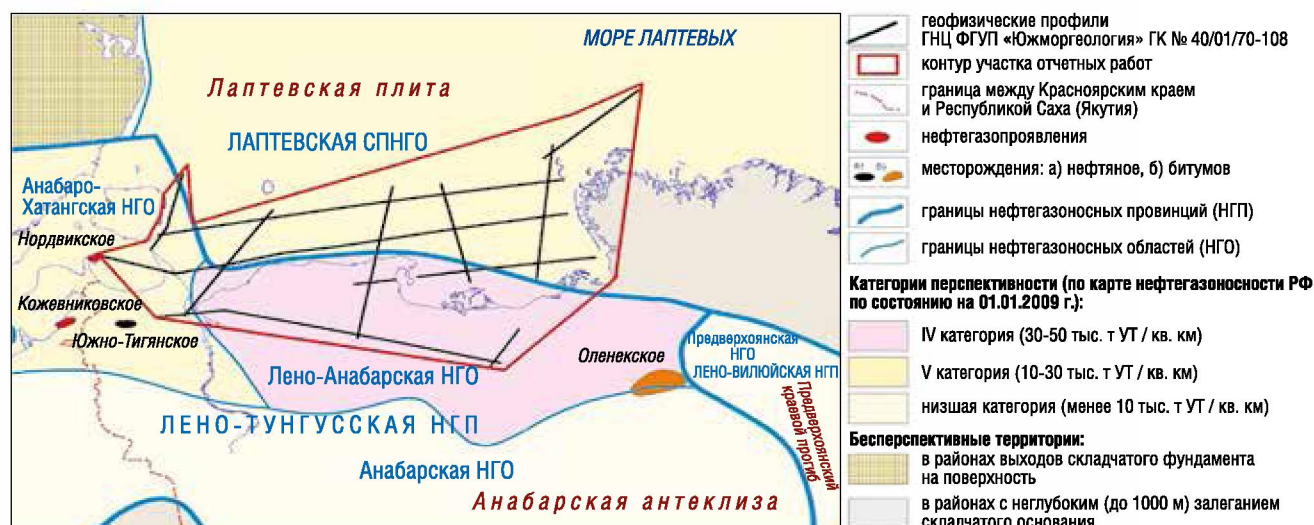


РИС. 4. Фрагмент Карты нефтегазоносности Российской Федерации и сопредельных стран СНГ, масштаб 1:5 000 000 (ред. К.А. Клещев, А.И. Варламов) [3,11]



сгенерировано 60–90% общего объема жидких и газообразных углеводородов [10]. Рифейские отложения также развиты на севере и северо-востоке Сибирской платформы.

Анабаро-Ленская нефтегазоносная область. Анабаро-Ленский прогиб полностью входит в Анабаро-Ленскую нефтегазоносную область, граничащую на востоке с Анабаро-Хатангской нефтегазоносной областью, на севере с Лаптевской самостоятельно перспективной нефтегазоносной областью, на востоке с предверхоанской нефтегазоносной областью Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинцией (см. рис. 4).

Стратиграфический разрез Анабаро-Ленского прогиба по данным глубокого бурения и выходам на бортах представлен рифейскими, вендскими, кембрийскими, пермскими, мезозойскими отложениями [2, 3, 11, 12]. В разрезе отсутствуют ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные отложения. Кембрий широко представлен в центральной части и на южном борту прогиба (Чарчыкская, Хастахская, Бурская площади глубокого бурения). На Усть-Оленекской площади ордовик и силур залегают на рифей-вендской нерасчлененной толще и перекрываются пермскими терригенными осадками. В Южной прибортовой зоне Анабаро-Ленского прогиба базальные

слои комплекса рифей-кембрия сложены обломочными породами прибрежной части моря, верхние слои представлены мелководными морскими карбонатными отложениями, в том числе и рифогенными образованиями. На северном борту Анабаро-Ленского прогиба нижний рифей не вскрыт. Средний-верхний рифей и нижний палеозой представлен карбонатами с пачками терригенных глинисто-карбонатных пород. На северном борту прогиба кембрий не обнаружен. Терригенно-карбонатный нижне-среднепалеозойский комплекс в Анабаро-Ленском прогибе отсутствует.

Верхний палеозой. Вышезалегающая пермская терригенная толща выклинивается к северу. Сохраняются три пермских мегацикла (тустахский, нижне и верхне кожениковский), распространенные от Южного Таймыра до низовьев реки Лены с направленностью циклов от морских к континентальным [3, 12, 13]. Мощность верхнепалеозойских отложений сохраняется в Предверхоанском прогибе, но резко возрастает до 4 км на Средневилуйском поднятии в Вилуйской синеклизе. Мезозойские отложения прослеживаются от Енисей-Хатангского регионального прогиба вдоль склонов Сибирской

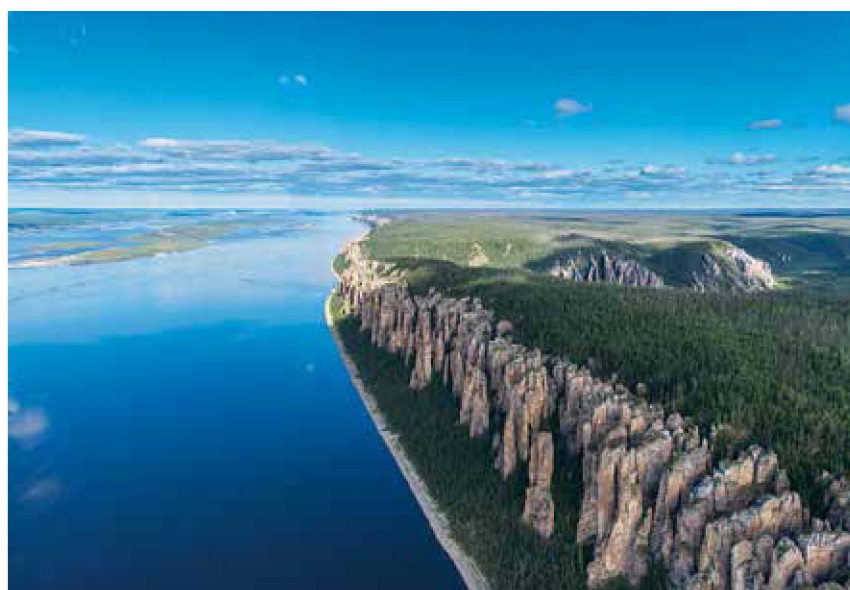
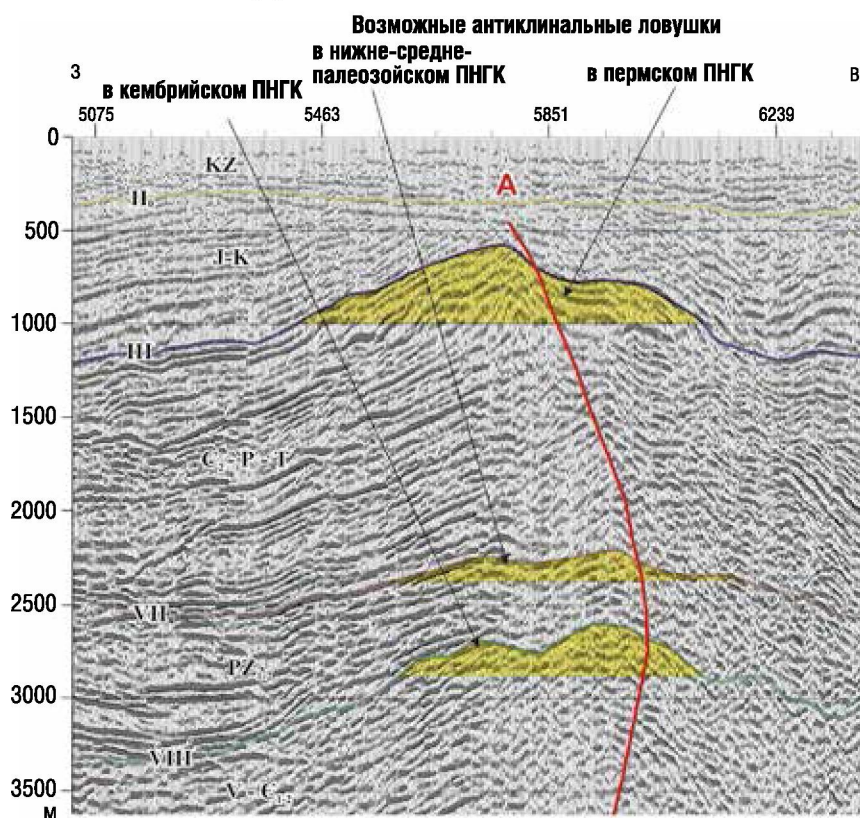


РИС. 5. Фрагмент глубинного сейсмогеологического разреза по профилю 4012504, иллюстрирующий возможные антиклинальные ловушки в морской части Анабаро-Ленской нефтегазоносной области [3]



платформы до Вилюйской синеклизы. С низовьев реки Лены по бортам прогибов увеличивается объем континентальных отложений. Отложения триаса и мела на Сибирской платформе имеют меньшую площадь распространения чем в Енисей-Хатангском региональном прогибе. Прямые признаки нефте- и битумопроявлений были встречены в отложениях венда, кембрия, перми и мезозоя. На севере и северо-востоке Сибирской платформы известен ряд месторождений (скоплений) природных битумов (Рассохинское, Восточно-Анабарское, Силигир-Мархинское, Центральное-Оленекское, Оленекское), приуроченных к отложениям докембрия, нижнего и верхнего палеозоя и мезозоя. В осадочной толще Анабаро-Ленского мегапрогиба можно наметить следующие перспективные нефтегазоносные комплексы: рифейско-вендско-кембрийский; пермский; триасовый и юрско-неокомский [11, 13]. Общая максимальная мощность отложений рифейско-вендско-кембрийский перспективного нефтегазоносного комплекса достигает 3 км. Нефтегазоносными являются

терригенно-карбонатные толщи рифея, венда и кембрия. Возможно обнаружение залежей нефти и газа в карбонатных резервуарах венда и кембрия. Фрагмент глубинного сейсмогеологического разреза по профилю 4012504, иллюстрирует возможные антиклинальные ловушки в морской части Анабаро-Ленской нефтегазоносной области (см. рис. 5). Потенциальными коллекторами могут служить пачки терригенных (конгломераты, песчаники) и карбонатных (кавернозные известняки и доломиты) пород кютингдинской, арымасской и дебенгдинской свит рифея, старореченской свиты венда, хастахской толщи вендско-кембрийского возраста и чабурского горизонта кембрия. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород рассматриваемых отложений колеблются в широких пределах. Кавернозные разности карбонатов обладают наиболее высокими значениями пористости – до 25,5%, а в массивных доломитах и известняках значения этого показателя составляют не более 5%. Проницаемость изменяется от сотых долей мкм² в массивных разностях до 8 мкм² в кавернозных и оолитовых доломитах.

Повышенную пористость имеют трещиноватые и кавернозные доломиты, доломитовые и оолитовые известняки – от 16% до 26,4% при проницаемости до 0,85 мкм², приуроченные либо к интервалам крупных стратиграфических перерывов (основание венда, кровля венда – основание кембрия, кровля кембрия), либо следуют за ними. В песчаниках пористость изменяется от 7% до 19,6% при проницаемости до 6,3 мкм². Потенциальными флюидоупорами могут служить терригенные (алевролиты и аргиллиты) и карбонатные (плотные известняки и доломиты) пачки кютингдинской, дебенгдинской и хайпахской свит рифея, куранахского и ленского горизонтов кембрия

Пермский перспективный нефтегазоносный комплекс является региональным для севера Сибирской платформы. Нефтепроявления в пермских отложениях известны на Улахан-Юряхской площади, с отложениями перми связано одно из крупнейших в мире Оленекское месторождение битумов. Покрышкой для пермского перспективного нефтегазоносного комплекса могут выступать прослои аргиллитов пермского возраста, а также аргиллиты индского и оленекского ярусов. В этом комплексе в терригенных разностях содержатся поровые коллекторы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (пористость 18–20%, проницаемость 0,3–0,6 мкм²), а также трещинного типа. Нефтегазоматеринские толщи пермского перспективного нефтегазоносного комплекса представлены терригенными отложениями морского генезиса суммарной мощностью до 1,5 км и состоят из циклически построенных глинисто-алевритовых и песчаных пачек, в различной степени насыщенных мальтами, асфальтами, асфальтитами, линзами углей и углефицированным детритом. При содержании органического вещества в материнском комплексе перми до 2,4% количество сингенетического битумоида достигает 2%. Битумоиды относятся к остаточным, сингенетичным. В углеводородном составе битумоидов резко преобладают ароматические фракции (до 80%).

Пористость отложений Пермского перспективного нефтегазоносного комплекса 7,4–19%, проницаемость 1–20 мД. Покрышкой служат аргиллиты пермского возраста.

В составе триасового перспективного нефтегазоносного комплекса потенциально нефтегазоматеринскими свитами являются глинистые отложения триаса, для которых характерны многочисленные макро- и микропроявления битумов и повышенная битуминозность разреза. В песчаных слоях триаса отмечается обогащение битумоида легкими углеводородными компонентами, наличие которых отражает миграционные процессы. В Анабаро-Ленском районе триасовые отложения представлены морскими фациями середины-конца градации МК² (R0vt – 0,99–1,12%). Пористость песчаников триасового перспективного нефтегазоносного комплекса изменяется от 16% до 28% при проницаемости до единиц мкм² [2, 11, 13].

Породы юрско-неокомского перспективного нефтегазоносного комплекса являются одним из важных комплексов не только на континентальном обрамлении, но и, возможно, на шельфе моря Лаптевых. Отложения представлены терригенными, часто черными глинистыми породами с небольшими прослоями алевролитов и песчаников морского генезиса, в которых органическое вещество имеет смешанный (гумусово-сапропелевый) состав. Содержание органического вещества в глинистых породах составляет 0,89–1,54%, битумоид в органическом веществе характеризуется концентрациями

ТАБЛИЦА 1. Удельная плотность ресурсов Анабаро-Ленской НГО [3]

Нефть, тыс. т/км ²		Свободный газ, млн м ³ /км ²	Конденсат, тыс. т/км ²	
Геологические	Извлекаемые		Геологические	Извлекаемые
1	2	3	4	5
23	5,8	15,4	1,1	0,7
Итого: суммарная плотность геологических ресурсов 39,5 тыс. т УТ/км ² суммарная плотность извлекаемых ресурсов 21,9 тыс. т УТ/км ²				

0,1–0,2% и имеет преимущественно метанонафтенный состав. Отложения комплекса пронизаны большим количеством твердых и жидких битумов (мальты, метановые мальты), углеводородный состав которых близок к битумоидам и свидетельствует о сингенетичности вмещающим породам. Уровень преобразования органического вещества отложений юрско-неокомского нефтегазоносного комплекса на материковом обрамлении изменяется в соответствии с глубиной их залегания – от ПКЗ-МК1-2 до МКЗ [2, 3, 11, 13]. Пористость юрских потенциальных коллекторов достигает 21% при проницаемости от 0,010 мкм² до 0,033 мкм². Выявленные залежи нефти в юрско-меловом Анабаро-Ленском прогибе приурочены к пермскому нефтегазоносному комплексу. Нефти Анабаро-Ленского прогиба – это тяжелые нефти с плотностью 0,92 г/см³, и содержанием серы – 2,16%, смол – 12,56%, асфальтенов – 9,29%.

В целом, диапазон перспективных отложений в пределах Анабаро-Ленского прогиба достаточно широк. Основные перспективы нефтегазоносности связываются с двумя перспективными нефтегазоносными комплексами: рифей-венд-нижнепалеозойским и верхнепалеозойско-мезозойским. В пределах нижнего нефтегазоносного этажа наиболее перспективные толщи приурочены к верхам венда – к подошве и к верхам кембрия. На Оленекском месторождении основной покрышкой является индско-оленинская глинистая толща нижнего триаса. Мощность покрышки превышает 100 м [11, 13].

По оценке специалистов ФГУП «СНИИГ и МС», по состоянию на 01.01.2009 ресурсы Анабаро-Ленской нефтегазоносной области составляли (геологические/извлекаемые) 1978/1062,3 млн т условного топлива (категории Сз+D). По данным ВНИГНИ на 01.01.2009 г., суммарная плотность ресурсов для Анабаро-Ленской нефтегазоносной области равна 39,5/21,9 тыс. т УТ/км² (см. табл. 1.).



Заключение

Интенсивная добыча в последнее десятилетие нефти и газа значительно сократила ресурсную базу жидких и газообразных углеводородов в России. Выявление новых регионов, перспективных на обнаружение залежей нефти и газа, становится одной из первоочередных задач нефтегазовой отрасли России. Наряду с геолого-поисковыми и разведочными работами на шельфе Северного Ледовитого океана необходимо проведение нефтепоисковых и разведочных работ в слабо изученных регионах Восточной Сибири. По данным геолого-геофизических исследований Вниокеангеологии, НПО «Севморгео», ОАО МАГЭ, трестом «Севморгеофизика», ФГУП «Южморгеология», выполненных на шельфе моря Лаптевых к 2015 г. накоплена большая геоинформационная база по осадочному чехлу плиты (шельфа) моря Лаптевых. Из-за отсутствия на шельфе глубоких скважин основным источником информации о возможном возрасте и природе сейсмических комплексов шельфа являются данные по сухопутным глубоким скважинам и выявленные сейсмогеологические комплексы на прилегающей суше разрезы. По нашим расчетам по состоянию на 01.01.2014 г. ресурсы Анабаро-Ленской нефтегазоносной области составляют по категории Д1 (геологические/извлекаемые) от 1974,5/1204,5 млн т УТ и по категории Д2 до 2154,4/1314 млн т условного топлива. В Анабаро-Ленской нефтегазоносной области максимальная ежегодная добыча углеводородов в среднесрочной перспективе может достичь 60-70 млн т. условного топлива. Ежегодный экспорт нефти по Северному морскому пути из этой нефтегазоносной области может составить около 30–40 млн т. Программой геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) до 2020 г. предусмотрено проведение нефтепоисковых работ на севере Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в Анабаро-Хатангской зоне, общая площадь которой составляет 94,6 тысяч кв. км [6]. Анабаро-Хатангская зона включает

северо-восток Красноярского края и северо-западную часть Республики Саха (Якутия) [6]. На данной территории выданы пока 3 лицензии: на Западно-Анабарский участок (ООО Анабаранефтегаз), Журавлиный участок (ОАО «Лукойл»), Хатангский залив (ПАО «Роснефть»). Отсутствие в данном регионе инфраструктуры для транспортировки геолого-разведочного оборудования и потенциально добываемых углеводородов сдерживает лицензирование перспективных участков. Для повышения инвестиционной привлекательности Анабаро-Хатангской зоны наряду с Анабаро-Хатангской НГО, занимающей Анабаро-Хатангскую седловину или Хатангскую впадину, и Анабаро-Ленской НГО, занимающей Анабаро-Ленский прогиб, целесообразно включить в программу лицензирования шельфовую территорию Хатангского, Анабарского и Оленекского заливов. Это позволит спланировать создание инфраструктуры для транспортировки нефти и конденсата по Северному Морскому Пути. ●

Литература

1. Айрапетян С.В. и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОВ СОГТ в районе верхнего течения р. Суолама. //Г. Дудинка, ПГО «Енисейгеофизика», 1987 г.
2. Арчевов В.Б. и др. Комплексный анализ критериев нефтегазоносности с целью выделения основных направлений и объектов нефтепоисковых работ в Анабаро-Ленском прогибе. //Ленинград, ВНИГРИ, 1982 г.
3. Васильева Е.А. и др. Уточнение модели строения осадочных бассейнов Лаптевоморского шельфа и зоны их сочленения со структурами Сибирской платформы. //Геленджик, ФГУП «Южморгеология», 2015 г.
4. Горшков А.С. и др. Геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью подготовки участков лицензирования. //Геленджик, ФГУП «Южморгеология», 2012 г.
5. Вассоевич Н.Б. и др. К проблеме нефтегазообразования в докембрийских отложениях. //Сборник трудов «Природа органического вещества современных и ископаемых осадков». Москва, Наука, 1973 г.
6. Герт А.А. и др. Мониторинг и анализ результатов выполнения мероприятий Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), рекомендации по корректировке и уточнению основных программных показателей и мероприятий. //Новосибирск, СНИИГТИМС, 2013 г.
7. SPE-166815-RU. Углеводородный потенциал Енисей-Хатангской НГО в пределах Таймырского АО и степень его освоения. Дмитриевский А.Н.,

ИПНГ РАН, Еремин Н.А., ИПНГ РАН, Шабалин Н.А., ИПНГ РАН, //Вторая конференция SPE по разработке месторождений в осложненных условиях в Арктике, Россия Москва, 15–17 октября 2013 г., <http://dx.doi.org/10.2118/166815-RU>

8. Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Шабалин Н.А. Актуальные проблемы развития нефтегазового сектора Таймырского автономного округа Красноярского края. //XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России», Россия, Москва РГУ им. И.М.Губкина, сб. тезисов, 24–25 марта 2016 г.
9. Ларичев А.И. и др. Разработка современной модели геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины и прилегающих территорий. //Санкт-Петербург, ВСЕГЕИ, 2011 г.
10. Мигурский Ф.А. и др. Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ и бассейнового моделирования. //Новосибирск, СНИИГТИМС, 2010 г.
11. Прокопцева С.В. и др. Комплексные геолого-геофизические работы в области сочленения Лено-Тунгусской НГП и Лаптевской НГО. //Геленджик, ФГУП «Южморгеология», 2014.
12. Рубинштейн В.И. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ на Хастахской площади. //Якутск, «Ленанефтегазгеология», 1987 г.
13. Савченко В.И. и др. Уточнение модели строения осадочных бассейнов Лаптевоморского шельфа и зоны их сочленения со структурами Сибирской платформы. //Геленджик, ФГУП «Южморгеология», 2014 г.
14. Сидоренко А.В., Сидоренко Св.А. Органическое вещество в докембрийских осадочно-метаморфических породах и некоторые геологические проблемы. //Москва, Советская геология № 5, 1971 г.
15. Сидоренко А.В. Гидрогеология СССР, том XX, Якутская АССР. //М. Недра, 1970 г.
16. Фомин А.М. Разработка элементов вероятностных моделей нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем района исследований на основе геолого-геохимических и геофизических данных. //Новосибирск, СНИИГТИМС, 2014 г.
17. SPE-166815-MS Hydrocarbon potential of the Enisei-Khatangsk Region with in the Taimyr Autonomous district (TAD) and the extent of its development. A.N. Dmitrievsky, OGRI RAS, N.A. Eremin, OGRI RAS, N.A. Shabalin, OGRI RAS // The second SPE arctic and extreme environments technical. Conference and exhibition. Moscow, 15-17 October 2013 (SPE AEE 2013); <http://dx.doi.org/10.2118/166815-MS>.
18. Сидоренко Св.А. Органическое вещество и биолитогенные процессы в докембрии. //М., Наука, 1991 г., 104 с.

KEY WORDS: *The Northern Sea Route, Siberian Platform, the Arctic Ocean, the Arctic shelf, the Anabar-Lena trough, the Yenisei-Khatanga Trough, the Anabar-Khatanga saddle, the Anabar arch, the Taimyr fold region, the Laptev sea plate, the Eurasian lithospheric plate, the Khatanga depression, the oil and gas potential, oil and gas production, the port of Sabetta, LNG transport, the Republic of Sakha (Yakutia).*