

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ГНЦ ФГУГП «ЮЖМОРГЕОЛОГИЯ» В ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ АКВАТОРИЙ МОРЕЙ РОССИИ

А.П. Пронкин, В.И. Савченко, А.К. Цехмейстрюк, Б.В. Шумский
ГНЦ ФГУГП «Южморгеология»

Изложены основные геологические результаты работ ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» в транзитных зонах акваторий морей России. В акватории Азовского моря выделен нижнемезозойско-палеозойский прогиб, входящий в систему краевых прогибов, прерывисто расположенных по южной и западной окраинам Восточно-Европейской платформы и являющихся промышленно нефтегазоносными (Предобруджский прогиб, Балтийская синеклиза). Установлена связь геологических структур транзитных зон Черного моря со структурами Крыма и Кавказа. В пределах изученной акватории Каспийского моря детализировано строение граничащих здесь двух мегаструктур: древней Восточно-Европейской и эпипалеозойской Скифско-Туранской платформ. Обоснован прирост ожидаемых ресурсов УВ-сырья в акваториях южных морей. В Печорском море изучено региональное строение структурно-тектонического плана додевонских отложений. Выявлено положительное поднятие северо-восточного простирания, ограничивающее структуры Колвинского авлакогена и Хорейверской впадины. Дана оценка ресурсной базы. В Байдарацкой губе выявлена зона глубинных разломов, к которой, возможно, приурочены крупные месторождения Карского моря. В Енисейском заливе установлено затухание структур Таймыра в пределах акватории залива. Выявлены два крупных поднятия с благоприятными показателями возможной нефтегазоносности. В Хатангском заливе работы продолжаются. Предварительные результаты свидетельствуют о высокой перспективности данного региона.

Ключевые слова: *комплексные геофизические исследования; транзитные и переходные зоны мелководья; передовые прогибы; нефтегазоносные комплексы; ожидаемые ресурсы УВ-сырья.*

В связи с высокой степенью выработанности ресурсов УВ континентальной территории России, особое, стратегически важное значение приобретает проблема наращивания сырьевой базы УВ-сырья на огромном российском шельфе.

В числе специализированных предприятий, занятых изучением геологического строения шельфовых зон акваторий российских морей, ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» специализируется на проведении комплексных геофизических исследований (сейсмо-, грави-магниторазведки, геохимическая съемка) в транзитных и переходных зонах мелководья [*Пронкин и др., 2007*].

ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» проводит подобный комплекс исследований с 1993 г.: сначала в опытно-методическом режиме, а с 1998 г. - производственные работы на акваториях 14 регионов России, а также в Казахстане и Индии. К 2010 г. отработано более 16 тыс. км комплексных профилей в рамках госбюджетных и договорных работ. Исследования включали сейсморазведочные работы по методике МОВ ОГТ 2D и 3D, грави-магнитометрию по профилям сейсморазведки, а также геохимические исследования (донный пробоотбор, гидрогазовая съемка). Перед проведенными работами ставились в основном задачи изучения регионального строения, в некоторых случаях работы носили рекогносцировочный характер.

В рамках проведенных тематических работ были переобработаны и переинтерпретированы ретроспективные сейсмические материалы по профилям, проведенным в акватории Баренцева моря в предшествующие годы различными организациями в пределах практически всех основных структурно-тектонических элементов региона. Такие же работы выполнены по Карскому морю с выходом в районы уникальных месторождений - Ленинградского и Русановского и в мористой части Енисейского и Хатангского заливов. Общий объем переинтерпретированных профилей - 12 373 км.

Сейсмические исследования выполняются с использованием радиотелеметрической системы ВОХ фирмы «Fairfield» (США); на участках с сильными течениями приме-

няется телеметрическая система «Marsh Line» производства фирмы «СИ Технолоджи» (Россия). В последние годы применяется также система «ARAM Aries» (Канада).

Обработка и интерпретация данных сейсморазведки проводятся с использованием кластерной технологии, что дает возможность конструировать самые сложные графы обработки, включающие временную и глубинную миграции, детальный многоэтапный анализ скоростных характеристик разреза, получать многомерное цветное изображение волнового поля с возможностью проведения различных манипуляций над ним, проводить процедуры динамической обработки с AVO-анализом и прогнозом нефтегазоносности в различных интервалах разреза.

Набортные магнито- и гравиметрические наблюдения осуществляются с помощью магнитометра «300 M Sea Spy Marine Magnetics» и морского гравиметрического комплекса (МГК) «Чекан-АМ».

Учитывая сложность как задач, так и геологического строения объектов, изучением глубинного строения которых пришлось заниматься, ГНЦ ФГУПП «Южморгеология» широко использует кооперацию с ведущими научными и производственными организациями России, такими как МГУ им. М.В.Ломоносова, ФГУП «ИГиРГИ», ФГУП «СНИИГГиМС», ФГУП «ВНИИгеофизика», ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИгеосистем» и др.

Все это позволило получить во многом новые, весьма интересные результаты, по которым можно дать оценку перспективности тех или иных акваторий и предложения о направлении последующих работ.

Южные моря

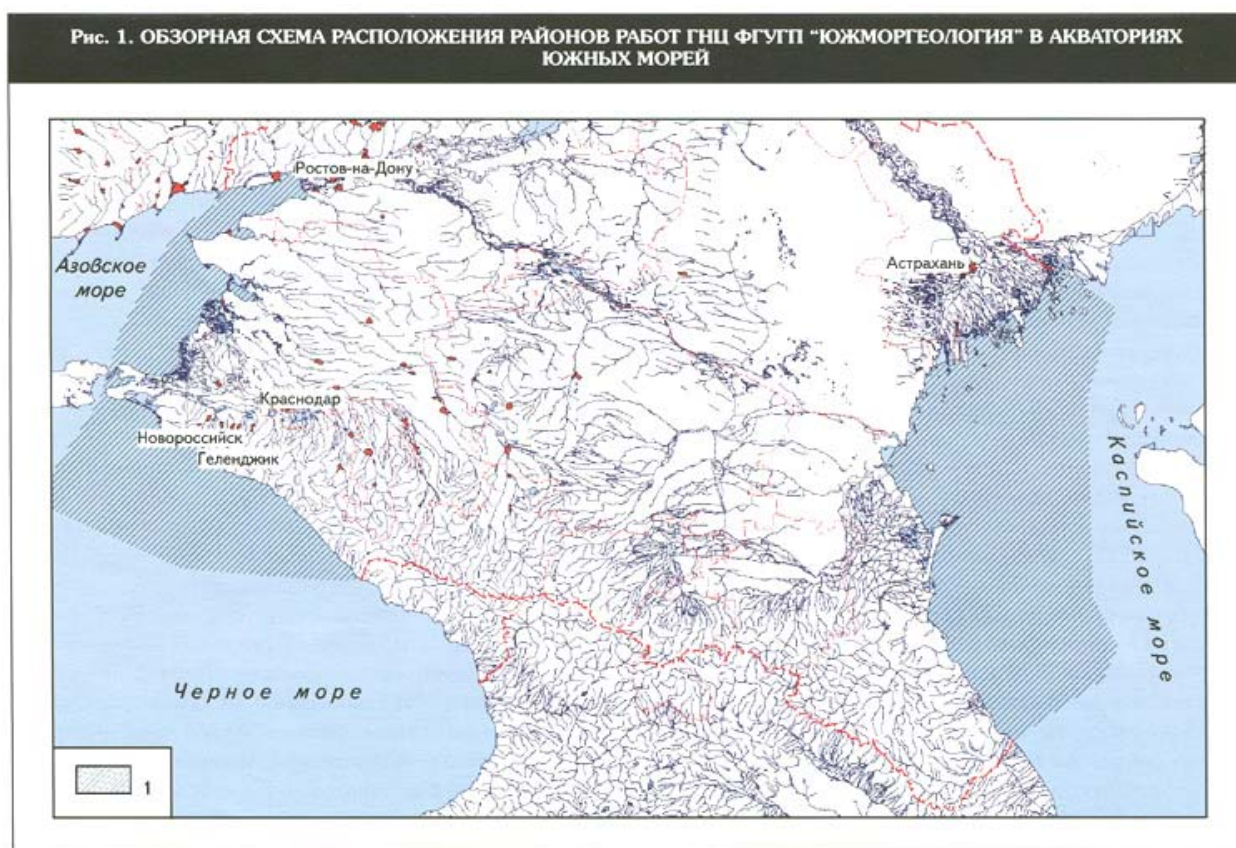
Азовское море. В Азово-Каспийском регионе, на акваториях морей (рис. 1) и прилегающей суше, ГНЦ ФГУПП «Южморгеология» проводил региональные работы для детализации строения и уточнения сочленения крупнейших мегаструктур Восточно-Европейской и Скифско-Туранской платформ. Результатом этих работ явилось открытие под дном Азовского моря нижнемезозой-палеозойского прогиба, названного Северо-Кубанским. Прогиб прослежен в субширотном направлении на протяжении около 80 км при ширине до 50 км. Глубина нахождения поверхности акустического фундамента в наиболее прогнутой части достигает 12 км. Северо-Кубанский прогиб вписывается в череду квазиплатформенных доюрских структур, опоясывающих с юга и запада Восточно-Европейскую платформу [*Кирюхин, 1975*]. На южном склоне Украинского щита на массивно-окраинных комплексах древней юры выделены наложенные краевые прогибы, названные Предскифским и Преддобруджским [*Герасимов и др., 2006*]. Позднее было отмечено, что наличие Северо-Кубанского прогиба подтверждает взгляды М.Е. Герасимова и др., выделяющих на южном склоне Украинского щита палеозойские прогибы [*Савченко и Шайнуров, 2006*].

Можно предположить, что Северо-Кубанский прогиб является частью более крупной структуры - Предскифского прогиба - и вместе с ней входит в цепочку краевых прогибов, прерывисто расположенных по окраине Русской платформы, - Предскифский (с Северо-Кубанским), Карникитско-Северо-Крымский, Преддобруджский, Предкарпатский (со Львовским прогибом) и Балтийская синеклиза (частично на территории России).

Краевые прогибы южной части Восточно-Европейской платформы (в составе Преддобруджского, Карникитско-Северо-Крымского и входящего в эту систему прогибов Северо-Кубанского нижнемезозой-палеозойского) образуют Причерноморско-Крымскую газонефтеносную область [*Нефтяные..., 1987*], охватывающую южную часть территории платформы и западную часть Скифской плиты.

В строении Преддобруджского прогиба участвуют юрские, палеозойские (ордовик - пермь) и позднепротерозойские образования, представленные позднедокембрийскими зелеными сланцами, мощность разреза - до 8 км. Исходя из генетической идентичности

Северо-Кубанского прогиба Предобруджскому, можно предположить заполнение его породами верхнепротерозой-палеозойского возраста.



Отмеченные особенности строения Северо-Кубанского прогиба позволяют отнести его к перспективным объектам для постановки поисково-разведочных работ на УВ-сырье.

Детальные геофизические нефтегазопосконые работы ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» осуществлял в лимано-плавневой зоне Азово-Черноморского региона.

Работами впервые выявлено продолжение в Курчанский лиман достаточно крупного поднятия, получившего название Южморгеология-1 (ЮМГ-1). В 1997-1998 гг. на ЮМГ-1 для прогноза продуктивности геологического разреза на поднятии выполнены многоволновые сейсмические наблюдения (МВС), сейсморазведка по методике «широкого профиля» (совместно с КОМЭ «Союзморгео») и электроразведочные работы в модификации вызванной поляризации (ВП). В 2006 г. на поднятии пробурена скважина, открывшая новое месторождение. Теми же работами, проводившимися в 1997-1998 гг., по двум профилям под дном Азовского моря было впервые выявлено поднятие Новое, на котором в 2008 г. пробурена скважина, также открывшая месторождение. Кроме того, в этом районе были открыты Грушаная, Северо-Войсковая, Западно-Войсковая, Куликовская структуры.

Ахтанизовский лиман. В пределах лимана оконтурена восточная периклиналь Борисоглебской структуры и осуществлен прогноз продуктивности разреза. В центральной части лимана намечился блок на продолжении отмеченной периклинали, который представляет поисковый интерес и может являться самостоятельной структурой.

Учитывая огромные мощности нижнемелового комплекса, можно предположить громадные масштабы нефтегазообразования в пределах Таманского полуострова и наличие крупных месторождений. Полученные в последние годы данные по строению недр Таманского полуострова свидетельствуют о том, что на участках развития процессов глиняного диапиризма имеются высокоперспективные ловушки УВ, новые для рассматри-

ваемого бассейна, но хорошо известные в Прикаспийской и Днепровско-Донецкой впадинах, - междуапировые и подкозырьковые. Поэтому на участках развития глиняных диапиров здесь, а также в Черном море, равно как и в южной части Азовского, в межструктурных и междуапировых пространствах по верхнему неогену могут быть обнаружены средние и крупные по запасам месторождения как в нижнем неогене, так и нижележащих горизонтах. С междуапировыми и подкозырьковыми ловушками в сходных по механизму их образования соляно-купольных регионах известны значительные по запасам месторождения (Днепровско-Донецкая впадина: Западно-Крестищенское, Ефремовское, Кегичевское и др.). Авторы статьи считают, что к междуапировому типу ловушек относится поднятие Чумаковское, расположенное к юго-востоку от диапировой структуры ЮМГ-1. В пределах этого поднятия в 2005 г. работами ОАО «Краснодарнефтегаз» открыто новое высокодебитное месторождение с залежами в образованиях караган-чокрака.

Черное море. Транзитные зоны Черного моря находятся в начальной стадии изучения. Но даже небольшой объем проведенных геофизических исследований дал новые данные об их строении. Установлено, что Керченско-Таманский прогиб является погруженной частью мегаантиклинория Северо-Западного Кавказа, через которую проходит его кулисообразное сочленение с мегаантиклинорием Горного Крыма. Дугообразную зону взбросо-надвигов, ограничивающую Керченско-Таманский прогиб, западные части Туапсинского прогиба и Новороссийско-Лазаревского синклинория, надо рассматривать как зону (псевдо)субдукции, по которой происходит подвиг/надвиг Восточно-Черноморской плиты под складчатые сооружения Горного Крыма и Кавказа. Выявлено, что с проявлениями грязевого вулканизма связаны новые для региона междуапировые и подкозырьковые ловушки УВ. На разрезах ОГТ впервые освещено геологическое строение осадочной толщи до глубины 12 км. Впервые установлено, что корни отдельных криптодиапировых складок достигают глубины 10-12 км. Вверх по разрезу происходит наращивание нижнемеловых глиняных диапировых структур майкопскими диапирами. Можно предполагать, что наличие этих крупных разрывных дислокаций в совокупности с диапиризмом способствует потоку вертикальной миграции УВ нефтяного ряда из нефтегазогенерирующих толщ нижнего мела в вышележащие осадочные комплексы, что позволяет прогнозировать здесь (Керченско-Таманский шельф, Туапсинский прогиб) нахождение достаточно крупных по запасам месторождений УВ.

В 2006-2008 гг. ГНЦ ФУГП «Южморгеология» проведены комплексные геолого-геофизические и геохимические исследования, установившие прямые признаки нефтегазоносности дна Черного моря - из вулкана Мангари подняты образцы пород, пропитанных жидкой нефтью. В пределах юго-восточной части российского сектора Черного моря выявлены крупные антиклинальные поднятия платформенного типа, с которыми связаны аномалии как легких, так и тяжелых гомологов метана. Эти данные подтверждают высокие перспективы дна Черного моря и позволяют надеяться на открытие здесь средних, крупных и даже уникальных по запасам месторождений нефти и газа.

Каспийское море. В пределах изученной акватории располагается две мегаструктуры - древняя Восточно-Европейская и эпипалеозойская Скифско-Туранская платформы; последняя состоит из двух плит - Скифской и Туранской. Комплексные геофизические работы последних лет, проведенные в придельтовой части Каспия, позволили уточнить региональное строение этой ранее практически не изученной акватории.

В целом зона стыка Восточно-Европейской и Скифско-Туранской платформ является весьма сложнопостроенной. Здесь наблюдается мозаичная картина, позволяющая находить прямолинейные дислокации северо-западного (Скифско-Туранская платформа) и широтного (Восточно-Европейская платформа) простираний, а также дугообразные зоны аномалий (Прикаспийская впадина). В гравитационных полях, относящихся к разным гипсометрическим уровням, по-разному выражены дислокации кряжа Карпинского, вплоть до полного их исчезновения на глубине более 10 км. Такое возможно, если признать надвиговую природу кряжа Карпинского. Таким образом, для северной части Скифско-

Туранской платформы можно говорить о наличии двух разновозрастных складчатых фундаментов - докембрийском и герцинском, или же, учитывая неповсеместное распространение процессов метаморфизма (контактово- или динамометаморфизма), - о наличии отложений палеозоя как переходного комплекса, весьма перспективного на поиски залежей нефти и газа. Установлено, что для Кулалинско-Полдневской системы дислокаций характерны крупные линейные, реже брахиформные складки, сложенные девон-каменноугольными породами, и отсутствие сплошного чехла пермо-триасовых отложений. Для Южнобузачинско-Зюдевской синклинали характерны отсутствие протяженных отражений в палеозойской толще и сплошной чехол пермо-триасовых отложений. Для Ракушечного вала характерны те же признаки, но пермская часть переходного комплекса здесь отсутствует. Характерные признаки Южнобузачинско-Зюдевской и Ракушечной зон дают основание с уверенностью отнести их к Скифско-Туранской платформе, в то время как признаки, присущие Кулалинско-Полдневской системе дислокаций, позволяют предположить, что данная система может быть переходной зоной между структурами Восточно-Европейской платформы и Скифско-Туранской плиты и обладать чертами обеих структурно-тектонических единиц. Поэтому шовную зону Восточно-Европейской и Скифско-Туранской платформ целесообразно выделить как переработанную позднепалеозойскими тектоническими процессами часть южного края Восточно-Европейской платформы, структурно ассимилированную Скифско-Туранской платформой. В результате платформенные по генезису отложения были собраны в складки, на ряде участков подверглись инъекциям магматических тел и в настоящее время структурно входят в состав Скифско-Туранской эпипалеозойской платформы.

Граница между Туранской и Скифской плитами также имеет весьма сложное строение и состоит из группы сближенных между собой тектонических разломов типа сбросо-надвигов.

На отдельных участках наблюдаются прямые признаки наличия структур, образование которых связано с процессами соляного тектогенеза. Учитывая, что краевая часть Прикаспийской впадины была тектонически весьма подвижна, на разных этапах геологической истории пластические подвижки соли могли происходить неоднократно. Это могло привести к образованию весьма сложных по конфигурации структурных форм. При этом надсолевой комплекс естественно должен был выполнять неровности рельефа поверхности соленосной толщи. Несомненно, что на современное строение этого комплекса оказали влияние процессы постседиментационного размыва, вследствие чего образования красноцветов пермо-триаса отсутствуют в сводовых частях ряда структур. Отсутствуют эти отложения, конечно, в сводах штоковых структур.

Представляется логичным сместить южную границу Прикаспийской впадины на западном берегу Каспийского моря и в северо-восточной части его российского сектора, равно как и южную границу развития соляно-купольных структур, на юг примерно на 20-40 км по сравнению с ныне принятой. Проведенными сейсморазведочными исследованиями эти данные подтверждаются. Кроме того, становится более ясной природа Каракульско-Смушковой зоны - скорее всего, она выделяется как самостоятельная структурная единица лишь по верхнему структурному комплексу (до глубины 10 км) и, таким образом, может быть отнесена к зоне аккреции кряжа Карпинского. Приведенные данные позволяют предполагать, в отличие от взглядов ряда исследователей на отсутствие продолжения зоны Астраханского выступа в юго-восточном направлении под воды Каспия, что он, как и Каракульско-Смушковая зона, ограничивается Береговым разломом, входящим в состав Аграхано-Гурьевской зоны.

Одним из главных результатов исследований авторов статьи явилось утверждение на ЦКЭР МПР России результатов оценки ресурсной базы УВ-сырья южных морей. По всем морям удалось обоснованно в разы увеличить ресурсы (извлекаемые).

В результате проведенных исследований на акваториях южных морей открыто более 60 новых локальных поднятий, закартированных по различным литолого-

стратиграфическим горизонтам от поверхности докембрийского фундамента до неогена включительно. В Таганрогском заливе, Ахтанизовском и Бейсугском лиманах выявлены морские продолжения известных месторождений (Синявского, Обуховского, Азовского, Бейсугского, Борисоглебского). В целом обоснован прирост ожидаемых ресурсов УВ-сырья в объеме около 500 млн т усл. топлива. На Госбаланс приняты перспективные ресурсы по структурам Должанская (Азовское море), Вольского (Черное море), Восточно-Чапурья и Лаганская (Каспийское море).

Северные моря

С 2004 г. ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», который был одним из пионеров изучения шельфов северных морей, вновь вернулся в Арктику, проведя работы в пределах северной части Обской губы на участке между Геофизической структурой и группой Тамбейских месторождений. Здесь впервые в практике геофизических работ была проведена запись сейсмических отражений на глубину до 8 с с выносом регистрирующей системы на сушу (Гыданский полуостров). Подобная технология работ позволила впервые получить данные о строении здесь палеозойских отложений, которое оказалось достаточно простым. К настоящему времени ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» провел работы в Печорском, Карском морях и продолжает работы в море Лаптевых (рис. 2).

Печорское море, входящее в состав Баренцевоморской нефтегазоносной провинции, в пределах акватории с глубиной воды менее 5 м изучено работами ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» в 2005-2007 гг. Кроме традиционного изучения девон-мезозойского структурного этажа, перед проводимыми работами ставилась также задача изучения структурно-тектонического плана додевонских отложений.

Район работ охватил акватории Печорской, Болванской и Паханчевской губ, административно относящихся к Ненецкому автономному округу. В геологическом отношении район работ является продолжением в структурно-тектоническом плане Денисовской впадины с Лайско-Лодминским поднятием, Колвинского мегавала, Хорейверской впадины и соответствующих им Печоро-Колвинской и Хорейверской нефтегазоносных областей в составе Чернореченской депрессии, Садаггинской ступени и Восточно-Печорской депрессии.

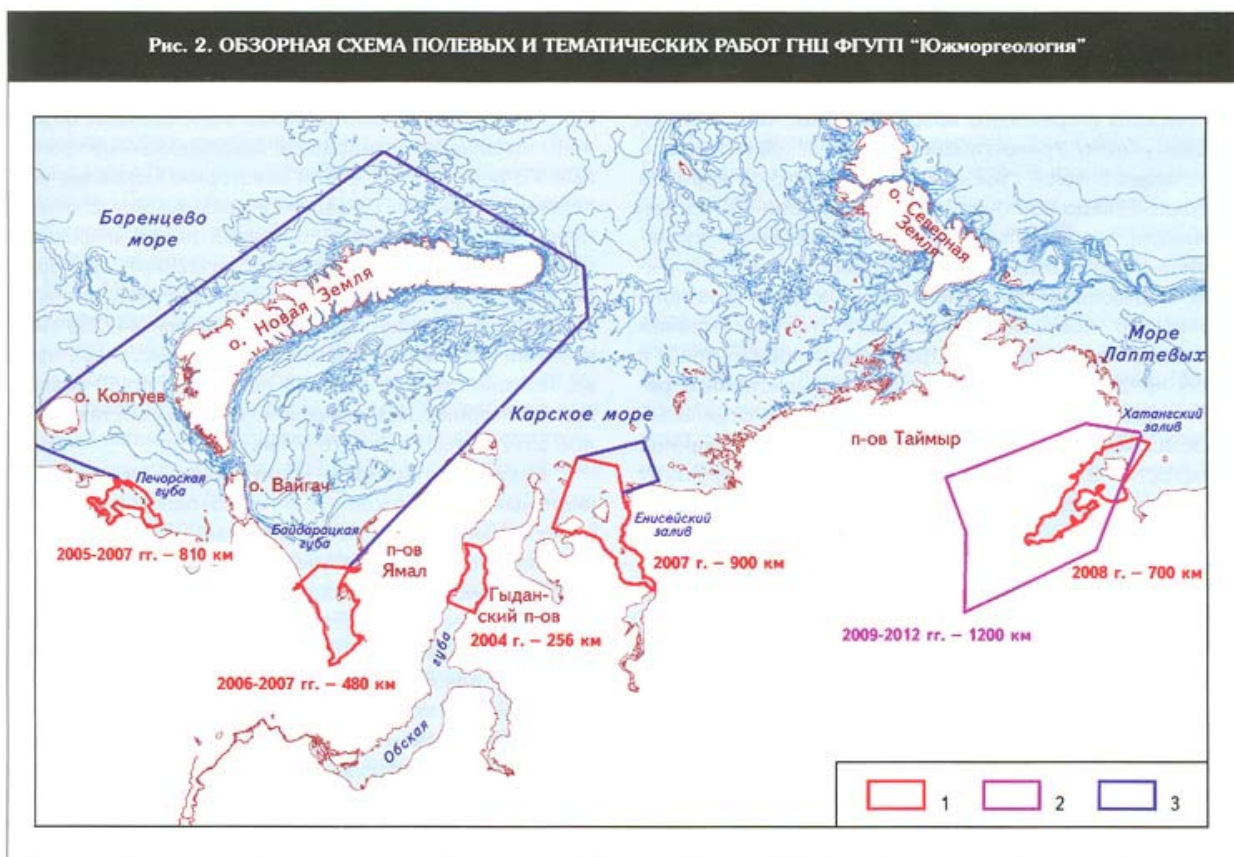
Несмотря на относительно небольшой объем работ (700 км профилей), задачи по изучению регионального строения мелководной прибрежной акватории Печорского моря были выполнены [*Савченко и др., 2008*].

Разрез мелководной зоны Печорского моря изучен до глубин более 9 км. Получены отражения от рифейских, нижнепалеозойских, верхнедевон-пермских, мезозойских пород.

Породы рифейского возраста, относящиеся к Печорскому блоку Урало-Тиманской рифейской геосинклинали, завершившей свое развитие в вендское время, в восточно-северо-восточной части Тимано-Печорской провинции представлены эвгеосинклинальными вулканогенно-осадочными орогенно-молассовыми комплексами, слагающими фундамент региона. Волновое поле рифейского комплекса характеризуется отсутствием латерально выдержанных отражающих горизонтов и в целом представлено хаотичными, прерывистыми отражениями, в мозаичной картине которых в отдельных разрезах можно наблюдать признаки дислоцированной слоистости, отрисовывающие внутреннюю структуру рифейской толщи. Рифейский массив, разбитый сетью тектонических нарушений, представляет собой ансамбль разновысоких блоков, во взаимном расположении которых ясно проглядывается структурный план поверхности фундамента.

Наиболее интересным явилось открытие положительной структуры северо-восточного простирания, названной Лоцманским валом, в состав которого вошли блоки Болванского выступа, Лоцманской седловины, Островного и Паханчешского поднятий. Есть вероятность того, что Паханчешское поднятие в юго-восточном направлении соединится с Садаггинским выступом. В этом случае образуется серповидная зона поднятий,

возможно являющаяся границей рифейской эвгеосинклинали, а также ограничивающая структуры Колвинского авлакогена и Хорейверской впадины.



Участки работ: 1, 2 – полевых, 3 – тематических

Венд-кембрийские, ордовик-силурийские и нижнедевонские отложения слагают промежуточный параплатформенный структурно-тектонический этаж. Отложения этого возраста приурочены к глубоким депрессионным зонам грабен-синклинальных структур фундамента.

В южной части района работ выделяется Ярейюская и Северо-Чернореченская депрессии, возможно являющиеся единым уступом на северном погружении Большеземельского свода. В северо-западном районе выделены Кузнецкая и Мысовая депрессии. Указанные в южной и северной частях района депрессии разделены Лоцманским валом.

Структурный план средне-верхнепалеозойских отложений имеет черты унаследованного и инверсионного развития. Эти отложения представляют наибольший практический нефтегазопоисковый интерес. В них, наряду с изучением регионального структурного плана, выделен ряд локальных структур, таких как Захарьинская, Северная, Морская, Лоцманская и др., рекомендованных для дальнейших детализационных работ. В региональном плане интересно отметить затухание периклинали Колвинского мегавала в присводовой части Лоцманского поднятия.

К наиболее перспективным участкам в отношении нефтегазоносности отнесены Болванская ступень, Колвинский мегавал и Вангурейская моноклираль. Определены начальные суммарные и локализованные прогнозные УВ-ресурсы изученной акватории. Основные перспективы открытия УВ-залежей связываются с отложениями верхнего девона - нижней перми и силура - нижнего девона. Минимальные начальные суммарные ресурсы, определенные методом удельной плотности запасов на единицу площади, составили 442 250 тыс. т усл. топлива, максимальные - 884 500 тыс. т усл. топлива. Локализованные ресурсы посчитаны по 10 поднятиям. Суммарные геологические ресурсы составили более 657 279 тыс. т усл. топлива.

Результаты экономической оценки освоения потенциальных месторождений в мелководном участке Печорского моря позволяют обосновать выбор первоочередных объектов для изучения и освоения ресурсов. В целом экономическая оценка и техническая сторона освоения ресурсов мелководной части Печорского моря свидетельствуют о высокой эффективности этих работ как для инвестора, так и государства. При этом в данных условиях (мелководье, арктический климат) могут разрабатываться даже относительно небольшие объекты с извлекаемыми запасами нефти около 5 млн т (Кульпин Л.Г., 2007). Важно отметить, что достичь экономическую рентабельность можно, только ориентируясь на комплексное освоение ресурсов рассматриваемого района, при котором наиболее крупные и перспективные объекты берут на себя основную часть расходов по созданию транспортной (морской и береговой) инфраструктуры.

Следует также отметить, что в настоящее время на рассматриваемом шельфе изучена в основном верхняя часть осадочного чехла. Поэтому дальнейшая перспектива развития региона связана с изучением глубокозалегающих отложений. В среднедевон-нижнефранском, верхнесилурийском и нижнесилурийском комплексах оцененные ресурсы нефти в терригенных и карбонатных коллекторах на глубине 3 600-5 000 м составляют более 60% начальных суммарных извлекаемых ресурсов по рассматриваемому району. Выявленная залежь нефти в отложениях верхнего силура на месторождении Медынского моря вселяет надежду, что и в районе Печорской губы в указанных отложениях могут быть открыты нефтяные залежи промышленного значения.

По оценке ГНЦ ФГУП «Южморгеология», извлекаемые ресурсы нефти прогнозируются по структурам в диапазоне от 0,8 до 54,6 млрд м³, газового конденсата (извлекаемые) - от 0,04 до 1,60 млн т.

Особенностью района являются небольшие глубины моря (1-10 м), незначительные глубины залегания продуктивных нефтегазоносных комплексов (1,4-5,0 км). Месторождения прогнозируются многопластовыми и различаются по площадям нефтегазоносности в широком диапазоне: от очень небольших до крупных.

По фазовому состоянию предполагаются как содержащие только свободный газ, так и нефтяные, газоконденсато-нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения. Прогнозируемые продуктивные коллекторы - терригенные и карбонатные. Начальные пластовые давления прогнозируются по структурам в пределах 15-57 МПа (коэффициент аномальности - 1,10-1,15), пластовая температура - 35-80°C. По газовым объектам расчеты не производились. Они могут быть введены в разработку в случае необходимости использования газа для газлифтной эксплуатации или на собственные нужды. Максимальная суточная добыча нефти по структурам изменяется в пределах 1,6-12,0 тыс. т/сут, максимальный годовой уровень добычи - 0,6-4,4 млн т/год. За расчетный срок разработки (25 лет) отбирается практически 85-100% начальных извлекаемых ресурсов нефти. Удельная добыча нефти, приходящаяся на 1 скважину всего фонда, изменяется в пределах 1 400-2 000 тыс. т. Нефтяные залежи разрабатываются в начальный период без поддержания давления, т.е. за счет использования природной энергии пластовой системы. При необходимости организации процесса поддержания пластового давления в зоне снижения давления в продуктивном пласте предусмотрены нагнетательные скважины для закачки воды.

Комплексное освоение всего участка моря может обеспечить годовой уровень добычи нефти 5-7 млн т в течение практически 6-10 лет при определенной очередности ввода структур по годам, обусловленной уровнем рентабельности для освоения ресурсов нефти с разной степенью доходности всех выявленных здесь структур. Внутренняя норма доходности находится в пределах 18,3-28,8%.

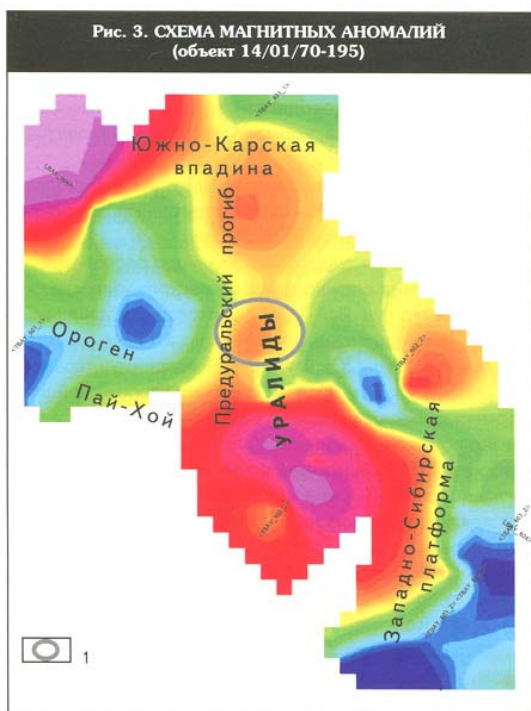
Таким образом, рассмотренный участок Печорского моря представляет собой перспективный объект для наращивания сырьевой базы России.

Байдарацкая губа Карского моря расположена в пределах весьма сложного тектонического узла, где сходятся киммериды Пай-Хоя, образования Западно-Сибирской эпи-

герцинской платформы, а также платформенные структуры Южно-Карской впадины и, возможно, Печорской плиты древней Восточно-Европейской платформы; к южному берегу Байдарацкой губы весьма близко подходят герциниды Урала. Сама акватория губы слабо изучена сейсморазведочными работами, так как, согласно работам ряда специалистов, является малоперспективной на поиски месторождений нефти и газа.

В результате проведения в 2006-2008 гг. ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» комплексных рекогносцировочных геофизических работ по акватории Байдарацкой губы Карского моря установлено продолжение структур Полярного Урала в северном направлении под водами Байдарацкой губы Карского моря. Не исключается также продолжение здесь же структур Предуральского краевого прогиба.

Если рассматривать строение дна губы с позиций линеаментной тектоники, то особый интерес вызывает положительная магнитная аномалия, пересекающая почти в средней части Байдарацкую губу, с юга от района Полярного Урала на север, и выходящую в район Бованенковско-го, Крузенштернского и Южно-Крузенштернского месторождений. По ретроспективным материалам эту аномалию можно проследить вплоть до Русановско-го и Ленинградского месторождений. Можно предположить, что эта аномалия магнитного поля отражает глубинный разлом или, скорее, систему глубинных разломов и связана с возможным северным продолжением Урало-Оманского линеамента.



1 – прогнозируемое крупное месторождение

Урало-Оманского линеамента (рис. 3).

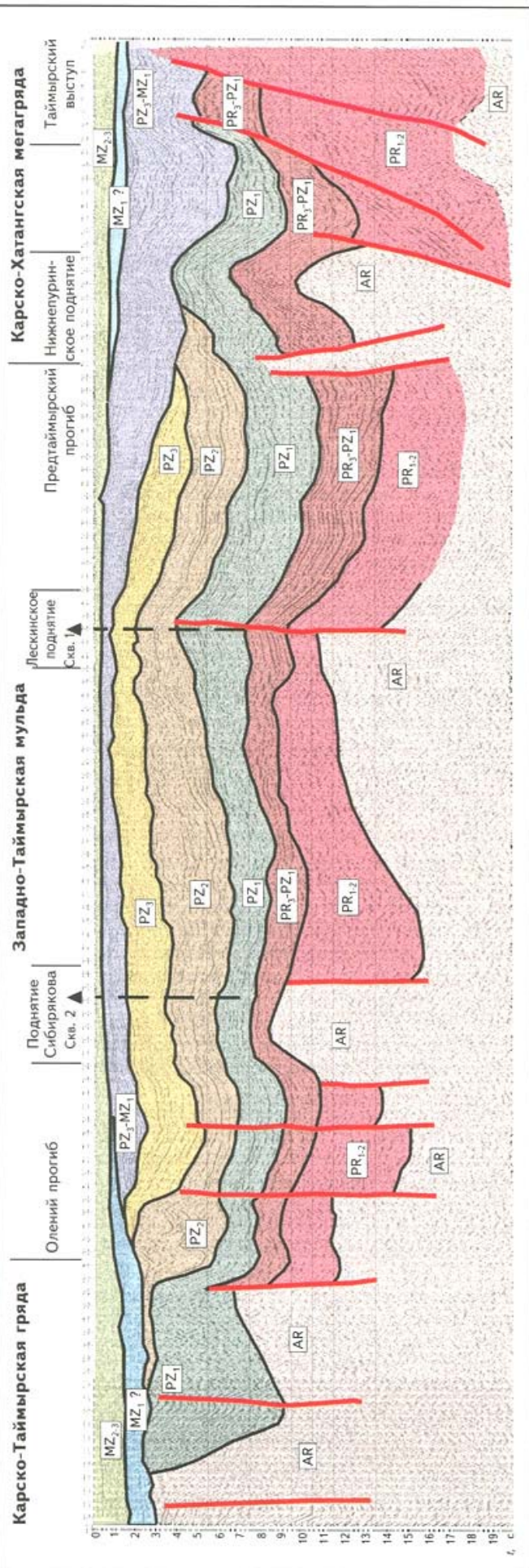
Не исключена нефтегазоносность мезозоя (мел, юра), скорее всего, относящегося к образованиям Западно-Сибирской платформы. Интерес также вызывают мощные толщи осадочных пород триаса и палеозоя, особенно на тех участках, которые ранее могли входить в состав Восточно-Европейской платформы.

По результатам работ ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» дана оценка ресурсного потенциала УВ-сырья для всей акватории Байдарацкой губы с учетом плотностей ресурсов УВ, ранее определенных для морской акватории и суши Ямальского полуострова. Предлагается выделить Усть-Карский возможно нефтегазоносный район, в пределах которого установлены многочисленные нефтегазопроявления в отложениях палеозоя, и ввести его в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Енисейский залив Карского моря начал изучаться сейсморазведкой МОГТ 2D в 2007 г. по редкой сети профилей. Полученный материал информативен до 8-10 с. В геологическом разрезе можно выделить почти горизонтально залегающую толщу мезозойских

Если обратиться к строению расположенного вблизи Нурминского мегавала, то в целом, имея северо-западное простирание, этот вал при подходе к району указанной выше магнитной аномалии резко меняет свое простирание на меридиональное. Такое же простирание имеют расположенные здесь уникальные и крупные по запасам Бованенковское, Крузенштернское и Южно-Крузенштернское месторождения. Можно сделать вывод, что именно на пересечении с возможным северным продолжением Урало-Оманского линеамента существуют наиболее благоприятные условия для нефтегазоаккумуляции в больших количествах. Если это так, то в пределах Байдарацкой губы можно ожидать наличие крупного месторождения на пересечении морского продолжения Южно-Ямальского мегавала с возможным северным продолжением

Рис. 4. ВРЕМЕННОЙ РАЗРЕЗ ПО ПРОФИЛЮ 240706



отложений (мел - юра), очень напоминающую образования краевых частей Западно-Сибирской платформы. По этим горизонтам выделяются антиклинальные перегибы, которые могут стать объектами для поисков нефти и газа. Ниже выделяется слабодислоцированная толща палеозойских отложений, породы которых, скорее всего, не подверглись сколь либо значительным изменениям и поэтому могут содержать разности с хорошими коллекторскими свойствами. По внешним признакам авторы статьи относят эти две толщи (мел - юра и триас - палеозой) к образованиям Западно-Сибирской платформы. В то же время предварительные результаты гравимагнитных работ доказывают, что вблизи Таймырского полуострова могут быть развиты трапповые образования, занимающие довольно обширные площади.

Таким образом, под дном Енисейского залива есть толщи, которые могут быть нефтегазогенерирующими и коллектирующими нефть и газ. Есть признаки наличия антиклинальных складок, а также структурно и литолого-стратиграфических ловушек. По данным геохимической съемки фиксируется наличие аномалий УВ явно миграционного характера. В средней части залива выявлены крупные поднятия: Сибирякова и Лескинское, к сводовым частям которых приурочены УВ AVO-аномалии (рис. 4). Все это дает основание думать, что в северной части Енисейского залива может быть открыт новый перспективный район, ограниченный с востока складчатым Таймыром.

В 2008 г. на акватории Хатангского залива моря Лаптевых начаты сейсморазведочные работы

МОГТ 2D, подтвердившие широкое развитие здесь процессов соляного тектогенеза. Это привело к формированию здесь соляно-купольных и штоковых структур. Это, в сочетании с ранее открытыми на окружающей суше месторождениями и зафиксированными в обнажениях нефтегазопроявлениями, свидетельствует о высокой перспективности данного региона, в том числе и на обнаружение крупных по запасам месторождений, связанных с известными здесь большими по размерам поднятиями. Соль - предположительно девонского возраста, хотя корни ее диапиров на отдельных сейсмопрофилях прослеживаются глубже предполагаемой подошвы девона. Поэтому здесь можно ожидать наличие еще одной, додевонской соленосной толщи. Зафиксировано надвигание системы горного Таймыра на край Сибирской платформы.

В заключение необходимо отметить, что исследования в транзитных зонах позволяют соединить в единое целое данные, полученные на суше и морских акваториях, глобальное и региональное строение обширных акваторий шельфа, его нефтегазогеологическое районирование и дать новую оценку ресурсной базы УВ-сырья.

Литература

1. Герасимов М.Е., Бондарчук Г.К., Скорик А.Н. Тектоническая карта южного региона Украинского щита с позиций актуалистической геодинамики // Тез. док. 3-й Международной конференции по проблемам нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. Геленджик, 2006.

2. Кирюхин Л.Г. Сравнительный анализ условий формирования залежей нефти и газа в доюрских отложениях молодых плит // Геология нефти и газа. 1975. № 9.

3. Нефтяные и газовые месторождения СССР. М.: Недра, 1987.

4. Пронкин А.П., Савченко В.И., Шумский Б.В. и др. Перспективы поисков месторождений углеводородного сырья в мелководно-морских и транзитных зонах // Тез. док. 4-й Международной конференции по проблемам нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. Геленджик, 2007.

5. Савченко В.И., Горшков А.С., Цехмейструк А.К. Геологическое строение и перспективы на нефть и газ мелководных зон Печорского моря // Геология нефти и газа. 2008. № 5.

6. Савченко В.И., Шайнуров Р.В. Нижнемезозойско-палеозойский комплекс - новый возможно перспективный объект для поисков нефти и газа в северо-восточной части Азовского моря // Тез. док. 3-ей Международной конференции по проблемам нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. Геленджик, 2006.

THE MAIN RESULTS OF ACTIVITY OF GSC FGUGP "YUZHMOGEOLOGY" IN TRANSIT ZONES OF WATER AREAS OF RUSSIA'S SEAS

Pronkin A.P., Savchenko V.I., Tsekhmeistryuk A.K., Shumsky B.V.
(GSC FGCGP "Yuzhmorgeology")

The article presents the main geological results of activity of GSC FGUGP "Yuzhmorgeology" in transit zones of water areas of Russia's Seas. In water area of Azov Sea it is distinguished Lower Mesozoic-Paleozoic trough as a part of a system of foredeeps discontinuously located along southern and western margin of the East-European platform and appeared to be commercially oil and gas potential ones (Preddobrudzhsky trough, Baltic syncline). It is established a relation of geological structures of transit zones of the Black Sea with structures of Crimea and Caucasus. Within limits of studied water area of Caspian Sea it is in detail studied the structure of two adjacent megastructures: ancient East European and epi-Paleozoic Scyth-Turanian platform. It is substantiated increase of possible HC resources in water areas of southern seas. Regional structure of structural and tectonic plan of Pre-Devonian deposits was studied in Pechora Sea. It is revealed a positive uplift of north-eastern strike restricting structures of Kolvin aulacogene and Khoreivsky depression. Resource base is evaluated. A zone of deep faults is revealed in Baidarats bay to which are possible confined large fields of Kara Sea. In Enisei bay it is established attenuating Taimyr structures within bay water area. Two large uplifts with favourable indices of possible oil and gas potential were identified. In Khatanga gulf the investigation works are being in progress. Preliminary results point to high prospects of this region.

Key words: *complex geophysical studies; transit and transition zones of shallow water areas; foredeeps; oil and gas complexes; possible HC resources.*

Ссылка на статью:



Пронкин А.П., Савченко В.И., Цехмейстрюк А.К., Шумский Б.В. Основные результаты работ ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» в транзитных зонах акваторий морей России // Геология нефти и газа. 2011. № 6. С. 21-30.