

УДК 553.98.04(470.111)

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Чумакова О.В., Орлова Л.А.Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ), Санкт-Петербург, Россия ins@vnigri.ru.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МАЛОЗЕМЕЛЬСКО-КОЛГУЕВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Анализ геолого-геофизического материала по результатам геологоразведочных работ за последние сорок лет позволил впервые представить для суши и акватории единую модель строения и нефтегазоносности Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области. Обоснованы, выделены и прослежены разнопорядковые структурные элементы, которые наряду с едиными для всей области нефтегазоносными комплексами послужили основой для нефтегазогеологического районирования. Обновленные критерии выделения зон нефтегазонакопления, где контроль ловушек подчинен не только структурным элементам, но и особенностям строения природных резервуаров, позволили расширить перспективные территории, требующие переоценки начальных прогнозных ресурсов. В границах нефтегазогеологического районирования установлено десять зон нефтегазонакопления трех типов: многослойные унаследованные, двухслойные и однослойные – погребенные и навешенные. Обоснованы направления геологоразведочных работ в зависимости от типизации зон нефтегазонакопления.

***Ключевые слова:** природные резервуары, начальные прогнозные ресурсы, зоны нефтегазонакопления, направления геологоразведочных работ, Малоземельско-Колгуевская область.*

Малоземельско-Колгуевская нефтегазоносная область находится в крайней северо-западной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (ТПНГБ) [Тимано-Печорская провинция..., 2004]. В границах схемы тектонического районирования осадочного чехла ТПНГБ эта область соответствует одноименной моноклинали, характерной чертой которой является погружение палеозойских и мезозойских литолого-стратиграфических комплексов к северо-востоку и северу, в сторону Южно-Баренцевской впадины Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна (БМНГБ). Географически одна треть Малоземельско-Колгуевской области на юге принадлежит суше, остальные две трети – шельфу Печорского моря с о. Колгуевым.

Рассматриваемая территория по закономерностям геологического развития и строения во многом подобна другим нефтегазоносным районам ТПНГБ, в котором открыто около 230 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Однако имеются и существенные различия, заставляющие проводить аналогию по модели строения и перспективам нефтегазоносности с обоснованными корректировками. Такой вывод возникает из-за того, что в Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области к настоящему времени открыто всего три месторождения со средними и ограниченными запасами – Таркское нефтяное и

Песчаноозерское газоконденсатнонефтяное в нижнетриасовых песчаниках о. Колгуева и малодобитное Верхнехарицкое нефтяное в верхнекаменноугольных карбонатах на суше. Скромные результаты поисково-оценочных работ на суше объясняются не только некоторыми негативными особенностями её геологического строения в виде сокращённого объёма стратиграфического разреза и отсутствием в нём пород с оптимальной концентрацией рассеянного органического вещества, достигших генерационной зрелости, но и невысокой и неравномерной изученностью сейсморазведкой и бурением. Она значительно ниже, а по бурению почти в три раза, чем по ТПНГБ в целом. Особенно неравномерность изучения относится к акватории Печорского моря. Буровые работы проведены там лишь на о. Колгуеве, там же может считаться удовлетворительной плотность сейсмопрофилей. Единственная морская скважина №1-Аквамаринская в восточной вдольбереговой (транзитной) полосе острова достигла только кровельных слоёв верхнего карбона. Морские сейсмические исследования, за исключением некоторых участков к западу и востоку от о. Колгуева, является не поисково-площадными, а скорее каркасно-поисковыми. Все вышеперечисленные обстоятельства не способствовали повышенному вниманию к активизации геологоразведочных работ на Малоземельско-Колгуевской моноклинали. Почти полное прекращение последних наступило в последние 15 лет из-за прекращения бюджетного финансирования. Значительное количество локальных объектов на суше, а тем более в море, остаётся недоизученным.

Проведённые ВНИГРИ в 2007-2009 гг. переобработка и анализ материалов гравимагнитных съёмок, сейсморазведки и бурения по акватории Печорского моря и прилегающей суши позволили не только уточнить, но во многом принципиально изменить существующие представления о строении и перспективах нефтегазоносности Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области и тем самым обосновать объекты поисково-оценочных работ. Такими объектами на стадии незавершённых региональных работ и лишь начала поисковых должны стать уже известные и, главным образом, перспективно обоснованные ЗНГН с прогнозной оценкой начальных суммарных ресурсов (НСР), которая позволит определить с учётом природных условий (глубина моря, ледовая обстановка) как направления, так и очерёдность освоения углеводородного потенциала Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области.

Среди тектонических элементов высокого ранга ТПНГБ Малоземельско-Колгуевская моноклинали принадлежит к надпорядковой структуре. В плане она имеет форму раскрывающегося на север-северо-запад треугольника (рис. 1).

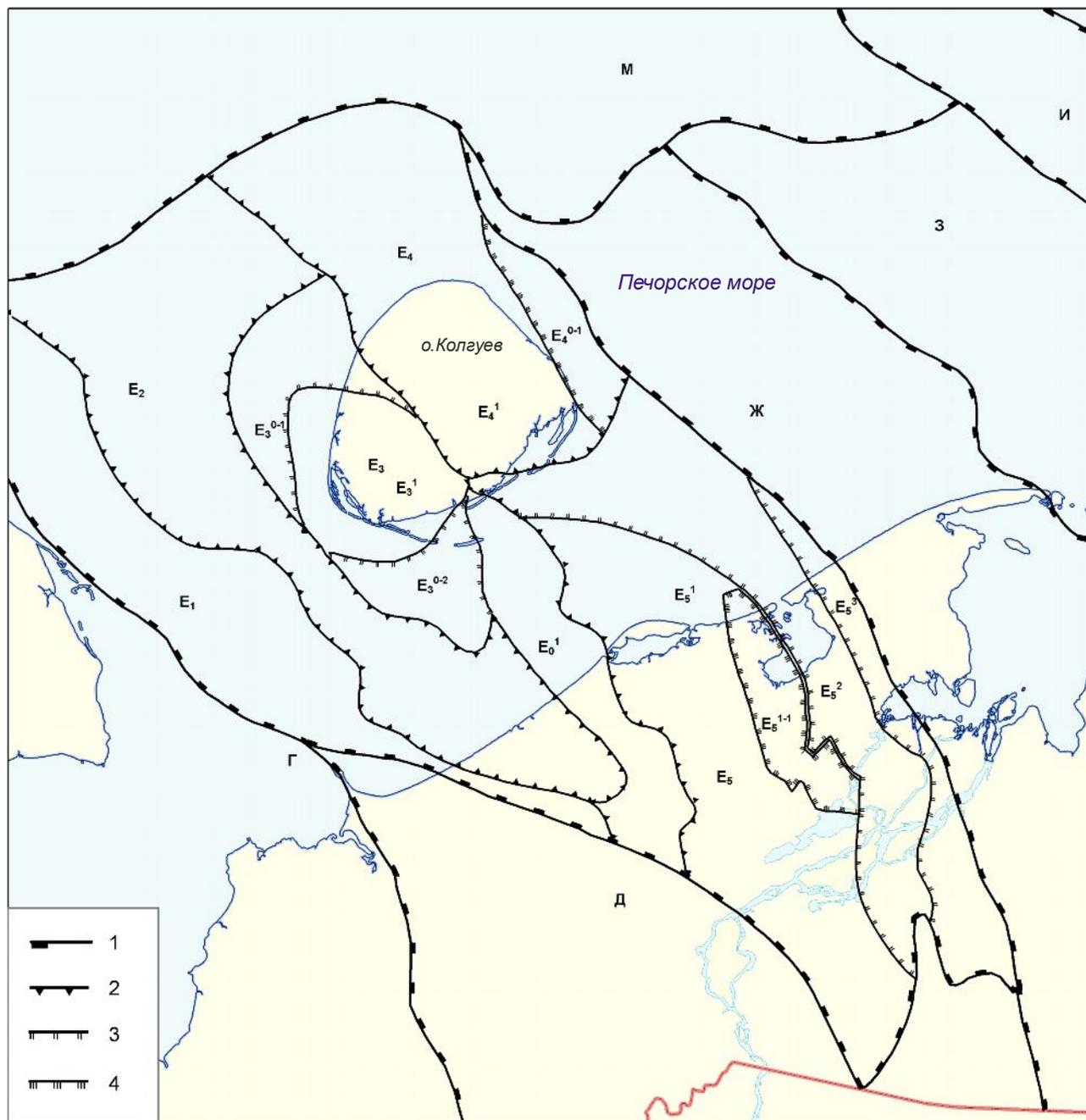


Рис. 1. Тектоническое районирование фундамента Малоземельско-Колгуевской моноклинали

Границы тектонических элементов: 1 - надпорядковых, 2 - первого порядка, 3 - второго порядка, 4 - третьего порядка. Элементы тектонического районирования: Г - Тиманская гряда, Д - Ижма-Печорский мегаблок, Е - Малоземельско-Колгуевская моноклинали, Е1 - Коргинская ступень, Е2 - Западно-Колгуевский прогиб, Е3 - Западно-Колгуевский свод, Е31 - Бугринское куполовидное поднятие, Е30-1 - Западно Бугринская ступень, Е30-2 - Южно-Бугринская ступень, Е4 - Восточно-Колгуевский блок, Е41 - Колгуевская зона горстов и грабенов, Е40-1 - Песчаноморский уступ, Е01 - Сенгейский горст, Е5 - Малоземельский блок, Е51 - Нарьян-Марская ступень, Е51-1 - Нерутинский грабен, Е52 - Удачная ступень, Е53 - Шапкина-Харицейская зона приразломных мульд и пережимов, Ж - Печоро-Колвинский мегаблок, З - Хорейверско-Печороморский мегаблок, И - Южно-Приновоземельский прогиб, М - Северо-Печорский мегаблок.

Эпибайкальский фундамент моноклинали представлен мегаблоком метаморфизованных верхнепротерозойских вулканогенно-осадочных образований со значительным объёмом эффузивных и интрузивных пород. Малоземельско-Колгуевский мегаблок отделён Припечорским глубинным разломом от находящихся юго-западнее Тиманского и Ижма-Печорского мегаблоков с более низким метаморфизмом допозднекембрийской сланцевой формации и более слабым проявлением магматизма. Северсеверо-восточное ограничение Малоземельско-Колгуевского мегаблока проводится по Шапкина-Юрьяхинскому разлому на суше и его продолжению в море. Восточнее и северовосточнее разлома находится Печоро-Колвинский мегаблок, послуживший основой одноимённого авлакогена. Северная граница Малоземельско-Колгуевского мегаблока с Северо-Печороморским мегаблоком структурно менее выразительна. Она обозначается полосой прерывистых флексур, приуроченных к системе субширотного левостороннего сбросо-сдвига, который предполагается на основании смещения аномалий гравимагнитных полей. Другой сдвиг без заметной вертикальной амплитуды, но также фиксируемый физическими полями, отделяет сухопутную часть мегаблока от морской.

Обоснование Малоземельско-Колгуевского мегавала в качестве надпорядковой структуры консолидированного байкальского фундамента осуществлено на основании системно объединённых аномалий с повышенными значениями гравиметрового поля и дифференцированного магнитного. Некоторая индивидуальность рисунка физических полей, напоминающая аномалии архейско-карельских образований Русской плиты, позволила ряду исследователей [Оловянишников, 1996] предполагать присутствие обширного массива (террейна) дорифейских кристаллических пород. Однако комплексный анализ упомянутых гравимагнитных аномалий и вскрытых скважинами №1-Танюйская, №1-Южно-Сенгейская и №1-Южно-Аноргаяхская андезитов и базальтов островодужного типа обосновал иную точку зрения. Архитектура последней во многом определила накопление в прогибах нижнего каледонского структурного этажа километровых толщ, послуживших источником углеводородов для зон нефтегазонакопления (ЗНГН) более поздних тектонических эпох.

На основании морфогенетических признаков с привлечением разломов как элементов разграничения геологических тел в составе Малоземельско-Колгуевского мегаблока по поверхности фундамента выделены следующие тектонические элементы первого порядка – Коргинская ступень (E_1), Западно-Колгуевский (Оксинский) прогиб (E_2), Западно-Колгуевский свод (E_3), Восточно-Колгуевский блок (E_4), Малоземельский блок (E_5).

Наиболее западную позицию в мегаблоке занимает протяженная (около 300 км), с северо-запада на юго-восток Коргинская моноклинали. При ширине 30-50 км зеркало дислокаций моноклинали погружается от 2,0 до 6,0 км. Структурные формы, осложняющие моноклинали, разнообразны: от мелких брахиантиклиналей и куполов до структурных заливов. Моноклинали расчленена серией разломов, несколько дискордантных к её простиранию. Эти разломы очевидно служили подводными каналами для девонских эффузивов, предполагаемых по рисунку положительных магнитных аномалий и присутствию «ярких пятен» у отражающих сейсмических горизонтов (Шипилов, Моссур, 1990).

В смежном с моноклиналию Западно-Колгуевском (Оксинском) прогибе глубина фундамента достигает 8,0 км. Эта отрицательная структура, амплитуда которой приближается к 2,0 км, расширяется и раскрывается к северо-западу, в сторону Северо-Печороморского мегаблока и Южно-Баренцевской впадины. Ее длина составляет также 300 км, при ширине 50 км. Западно-Колгуевский прогиб по сейсмическим материалам является односторонним грабеном с юго-западным плечом. На рифтогенное происхождение грабена, заполненного 3,0 км толщей ордовикско-силурийских отложений, указывают базальтовые тела в его западной приразломной части.

На востоке к Западно-Колгуевскому прогибу примыкает Западно-Колгуевский свод. Он включает Западно-Бугринскую и Южно-Бугринскую ступени – промежуточные структуры между прогибом и наиболее приподнятой частью свода – Бугринским куполовидным поднятием. Глубина фундамента на выположенной Западно-Бугринской ступени – 6,0 км, у нарушенной дизъюнктивами Южно-Бугринской – 5,0-4,5 км. Бугринское поднятие захватывает западную часть о.Колгуева. Глубина фундамента на его пологой вершине 4,5-4,2 км.

Восточно-Колгуевский блок занимает северо-восточную половину острова и простирается с погружением далее к север-северо-западу, до границы с Северо-Печороморским мегаблоком. Основная структура этого блока – Колгуевская зона горстов и грабенов состоит из расчлененных дизъюнктивами северо-западной ориентировки отрицательных и положительных линейных дислокаций. Общая длина зоны около 150 км, ширина 50 км. В её восточном секторе находится узкая приразломная антиклиналь, длиной 60 км. Глубины фундамента на о.Колгуеве достигают 6,0 км в грабенах и поднимаются до 4,8 км в горстах. За пределами острова, в акватории они увеличиваются до 7,0-9,0 км. На востоке блока находится Песчаноморский уступ - моноклиналиная структура (размером

15x90 км) с погружением фундамента на глубинах 6,0-6,2 км к Денисовскому прогибу Печоро-Колвинского мегаблока.

Пограничной структурой второго порядка, разделяющей юго-западное замыкание Западно-Колгуевского прогиба и Малоземельский блок, является Сенгейский односторонний горст. Структура выдвинута по сбросам на 1,0-1,5 км для западного плеча и на 0,5-1,0 км для восточного. Её длина около 150 км, при ширине 15-30 км. Она простирается в северном направлении, где примыкает в торец к Бугринскому поднятию. Такое же примыкание к Припечорскому разлому наблюдается на юге.

Малоземельский мегаблок (размером 100x450 км) представляет собой погружающуюся к востоку и северо-востоку пологую моноклираль, состоящую из двух структурных ступеней – Нарьян-Марской с глубинами фундамента 2,5-3,5 км и гипсометрически более опущенной до 4,0-4,5 км – Удачной. Примечательным осложнением первой из них является неглубокий (до 0,5 км) Нерутинский грабен, заполненный силурийскими и нижнефранскими отложениями верхнего девона. На его восточном плече, относящемся уже к Удачной ступени, породы нижнего франа перекрывают фундамент. На востоке Малоземельского блока, где фундамент углублён до 4,5-5,0 км, выделена Шапкина-Харицейская зона приразломных мульд и пережимов, примыкающая к Шапкина-Юрьяхинскому разлому.

Осадочный чехол ТПНГБ региональными угловыми и стратиграфическими несогласиями, вызванными стадийностью тектонического развития, подразделяется на четыре структурных этажа, первые три из которых – ордовикско-нижнедевонский, среднедевонско-артинский и кунгурско-триасовый, принадлежат каледонской и герцинской эпохам, а последний (юрско-неогеновый) – мезо-кайнозойской. Все выделенные структурные этажи, хотя и не в полном объёме, присутствуют в Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области. Для тектонического районирования осадочного чехла последней была выбрана поверхность раздела между преимущественно карбонатами среднедевонско-артинского этажа и терригенными формациями кунгурско-триасового, поскольку она, как и на остальной территории ТПНГБ, наиболее полно представляет структурную результативность всех тектонических режимов – от ранних рифтогенных и пассивной окраины до заключительных, вызванных влиянием Уральского и Пай-Хой-Новоземельского подвижных поясов, а также Восточно-Баренцевоморского рифтинга (рис. 2).

Характерной особенностью строения выделенных этажей является унаследованность от структуры фундамента нижнего этажа и постепенное её исчезновение с затуханием

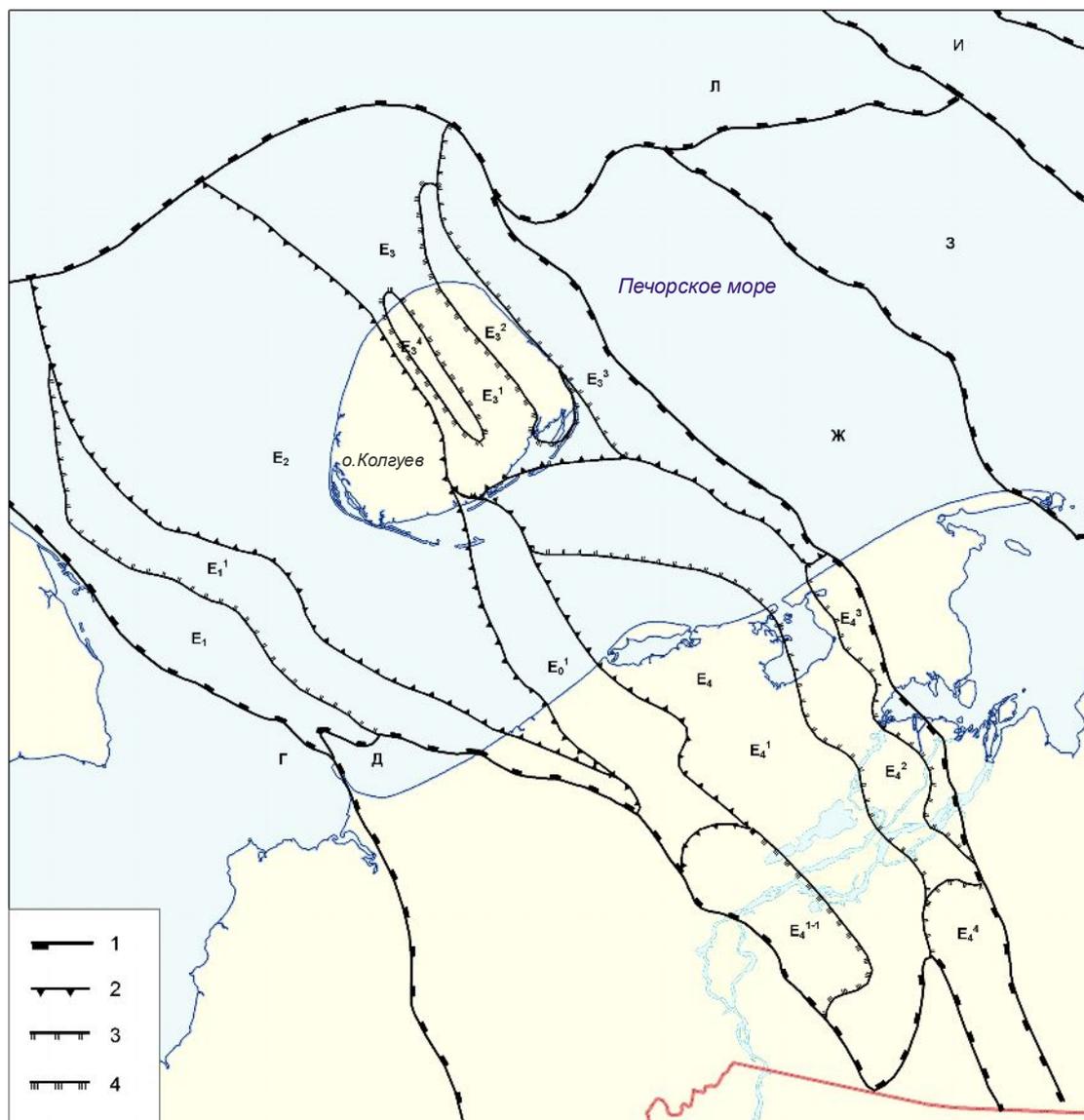
разломов у среднего и тем более, у двух верхних, принявших уже полный облик моноклинали. Однако, северо-западная ориентация всех крупных структур, наследуемая от архитектуры байкалид, хотя и в «сглаженном» виде, сохранилась до верхней части осадочного чехла. По тем же морфологическим признакам, которые использовались для районирования фундамента выделены следующие структуры первого порядка – Коргинская ступень (E_1), Западно-Колгуевская моноклинали (E_2), Восточно-Колгуевская структурно-тектоническая зона (E_3), Малоземельская моноклинали (E_4).

Коргинская ступень, как и простирающийся вдоль неё северо-восточного ограничения Северо-Седуяхинский структурный уступ, сохраняют свои размеры и морфологические черты по отношению к поверхности фундамента во всех структурных этажах. Осложняющие уступ локальные поднятия выполаживаются вверх по разрезу. Западно-Колгуевская моноклинали характерна разноплановостью структурных этажей. В нижнем ордовикско-нижнедевонском структурном этаже прослежен погребённый Западно-Колгуевский прогиб, контуры которого, в целом, соответствуют таковым по поверхности фундамента. По данным сейсморазведки толщина ордовикско-силурийских пород в депоцентре прогиба достигает 1,8-2,0 км. На его бортах и к юго-восточному замыканию вследствие выклинивания и стратиграфического «срезания» она резко сокращается.

Выполаживание прогиба отмечается по поверхности нижнедевонской толщи, приобретающей субширотную ориентировку моноклинали с погружением на северо-запад от 2,0 до 6,0 км.

Вышележащие структурные этажи уже моноклиналино следуют этому погружению. Глубины залегания кровли карбонатов нижней перми увеличиваются от 1,5 км до 4,5 км. В контурах Западно-Колгуевской моноклинали оказалась западная часть о.Колгуева с Западно-Колгуевским сводом, включая Бугринское поднятие. Очертания последнего исчезают в кровле нижнего девона и, тем более, в подошве доманикового горизонта верхнего девона.

В Восточно-Колгуевской структурной зоне в значительной степени проявляется унаследованность структурных планов по всем этажам. Горстам фундамента в осадочном чехле соответствуют Песчаноозерский вал и Таркская брахиантиклинали, протяженность которых по кровле карбонатов достигают соответственно 110 км и 60 км, а амплитуды – 100 и более. Все структуры зоны, включая и находящуюся на востоке Печороморскую депрессию, погружаются на северо-запад до глубины 4,5 км по кровле нижнепермских карбонатов.



**Рис. 2. Тектоническое районирование осадочного чехла
Малоземельско-Колгуевской моноклинали**

Границы тектонических элементов: 1 - надпорядковых, 2 - первого порядка, 3 - второго порядка, 4 - третьего порядка. Элементы тектонического районирования: Г - Тиманская гряда, Д - Ижма-Печорская синеклиза, Е - Малоземельско-Колгуевская моноклинали, Е1 - Коргинская ступень, Е11 - Северо-Седуяхинский структурный уступ, Е2 - Западно-Колгуевская моноклинали, Е3 - Восточно-Колгуевская структурно-тектоническая зона, Е31 - Северо-Колгуевская структурная терраса, Е31-1 - Таркская брахиантиклиналь, Е32 - Песчаноозерский вал, Е33 - Песчаноморская депрессия, Е01 - Сенгейский гемивал, Е4 - Малоземельская моноклинали, Е41 - Нарьян-Марская структурная терраса, Е41-1 - Восточно-Танюйская мульда, Е42 - Удачная ступень, Е43 - Харицейская депрессия, Е44 - Пятейская депрессия, Ж - Печоро-Колвинский авлакоген, З - Хорейверско-Печороморская синеклиза, И - Южно-Приновоземельский прогиб

Погружающийся к о. Колгуеву Сенгейский гемивал в нижнем структурном этапе представлен высокоамплитудным (около 1,0 км) горстом с сокращенной до 400-500 м на его вершине толщиной силурийско-нижнефранских отложений. В несогласно перекрывающихся

семилукско (доманиково) – фаменских отложениях наблюдается уже выположенная волнообразная структура.

Малоземельская моноклираль, подобно одноименному блоку фундамента, по всем структурным этажам представлена совмещенными в плане Нарьян-Марской структурной террасой, Удачной ступенью, Харицейской и Пятейской депрессиями. Каждая из перечисленных структурных форм имеет последовательно снижающиеся на северо-восток гипсометрические уровни кровли нижнепермских карбонатов от 1,5 км до 2,5 км. Нарьян-Марская структурная терраса и Удачная ступень имеют наибольший фонд перспективных выявленных и подготовленных локальных объектов в Малоземельско-Колгуевской НГО. Положение объектов в структурных этажах сквозное, в двух или трех этажах, или сосредоточенное, в одном этаже. Две структуры третьего порядка Восточно-Танюйская мульда и погребенный Нерутинский грабен находятся в Нарьян-Марской структурной зоне. Харицейская и Пятейская депрессии простираются вдоль Шапкина-Юрьяхинского разлома, к которому примыкают цепочки структур.

В ТПНГБ циклы седиментации определили закономерности нефтегазоматерисных толщ (НГМТ) и природных резервуаров (ПР) в геологических формациях, которые благодаря этим качествам объединены в нефтегазоносные комплексы (НГК). В распределении нефтегазоносности по разрезу бассейна (от ордовика до триаса) помимо региональных нижнефранской тиманской и кунгурской покрывок значительная роль принадлежит зональным и даже локальным. Поэтому выделение НГК осуществлялось не только по наличию регионального флюидоупора, но и по присутствию НГМТ и ПР в формациях, составляющих на определенных стадиях тектонического развития ТПНГБ региональные геологические тела с качествами нефтегазоносных палеобассейнов. Они, как правило, трассируются отражающими сейсмическими горизонтами. В Малоземельско-Колгуевской НГО с некоторыми изменениями стратиграфических объемов и литолого-фациальных особенностей прослеживаются восемь НГК ТПНГБ.

Базальный верхнекембрийско-нижне-среднеордовикский терригенный комплекс установлен на Бугринском поднятии в Восточно-Колгуевской зоне и предполагается в Западно-Колгуевском прогибе на основании общих закономерностей развития формаций кварцевых песчаников в постумных постбайкальских опусканиях, известняках южнее в Ижма-Печорской синеклизе. Толщина этого комплекса в депоцентре прогиба 1,3-1,4 км. Однако перспективы его нефтегазоносности из-за отсутствия НГМТ и низкого качества ПР минимальные.

Среднеордовикско-нижнедевонский НГК распространен на значительной части Малоземельско-Колгуевской НГО, но объемы его неполные за счет размыва нижнего девона, сохранившегося лишь в депрессиях около Шапкина-Юрьяхинского разлома, на северо-востоке Удачной ступени. Присутствие среднего и верхнего ордовика также проблематично, кроме Западно-Колгуевского прогиба, где также предполагается 1,4 километровые ниже- и среднедевонские (?) формации прибрежно-морских и дельтовых песчаников. Толщины комплекса варьируют от 2,5-3,0 км в Западно-Колгуевском прогибе до 0,4-1,5 км на Малоземельской моноклинали. Полностью он отсутствует на Бугринском погребенном куполе, Северо-Колгуевской структурной террасе и на локальных поднятиях Сенгейского вала и Удачной ступени. Литологический состав комплекса закономерно меняется от терригенно-карбонатного к западу и югу от о. Колгуева до преимущественно карбонатного на севере Удачной ступени и в Песчаноморской депрессии. Среди пород комплекса вероятны НГМТ с гумусо-сапропелевым рассеянным органическим веществом (РОВ) (> 0.2%) и низко-среднеёмкие ПР, но уверенным флюидоупором для них могут быть лишь тиманско-саргаевские карбонатно-глинистые породы на северо-востоке области и западе о. Колгуев.

Среднеордовикско-нижне-среднефранский НГК распространен практически повсеместно, за исключением Анаргояхинского поднятия на Удачной ступени. Среднедевонские песчаники предполагаются лишь в Западно-Колгуевском прогибе и в Пятейской депрессии. Сложенный песчаниками ПР джърского горизонта франа (важнейший объект добычи нефти в ТПНГБ) развит практически по всей области, кроме Бугринского поднятия и ряда участков Песчаноозерского вала. Толщина горизонта достигает 200 м на Малоземельской моноклинали. Тиманско-саргаевские карбонатно-терригенные отложения перекрывают всю территорию Малоземельско-Колгуевской области, но из-за значительной песчаности теряют свои качества региональной покрышки, сохраняя их лишь на востоке и локально в Западно-Колгуевском прогибе. НГМТ тимано-саргаевской части комплекса присутствуют повсеместно. Содержание РОВ составляет 0,3-0,6%. Однако, реализация углеводородного потенциала на юго-западе области из-за низких стадий катагенеза ограничена. Более оптимальные условия генерации УВ существовали на большей части территории, где степень катагенеза РОВ достигает МК₂-МК₃ [Баженова, 2009].

Доманиково-турнейский терригенно-карбонатный НГК представлен тремя субширотными литолого-фациальными зонами: южной – прибрежно-морской и зарифового шельфа с терригенными и карбонатными осадками, центральной – склонового

проградационного терригенно-карбонатного осадконакопления с одиночными линейно сгруппированными рифами и северной - с конденсированными кремнисто-карбонатными породами (доманикитами) предрифовой депрессии и клиноформами терригенно-карбонатной толщей заполнения. Общая тенденция для этого НГК – увеличение терригенного материала к западу. Южная зона распространения на юге Малоземельско-Колгуевской области, до широты о. Колгуева; центральная – на о. Колгуеве и западнее; северная – к северу от о. Колгуева и некоторым смещением к югу на Западно-Колгуевской моноклинали. Толщина НГК меняются от 250-300 м в западной зоне, до 400-600 м из-за рифовых построек в центральной и несколько сокращается в северной. Амплитуда предвизейского размыва нарастает к западу, уничтожая все более древние слои НГК. Высокопродуктивные породы доманика северной зоны содержат 1,0-5,0% сапропелевого РОВ. В межрифовых и зарифовых породах концентрация РОВ сокращается до 0,2-1,5%, степень катагенеза достигает МК₃, а в северной зоне – МК₄. ПР, в основном, прогнозируется в рифогенных постройках и пластах их облекания, а также в клиноформах и карбонатных пластах зарифовой фации.

Средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК состоит из взаимосвязанного по латерали и разрезу набора формаций. Его широко распространенная средневизейско-верхнекаменноугольная часть сложена мелководно-шельфовыми известняками и доломитами, среди которых имеются средне и высокоёмкие резервуары. Покрышкой для них служат глинистые карбонаты и мергели ассельско-сакмарской сезымской свиты в местах ее развития. Зарифовые ассель-сакмарские карбонаты занимают всю южную половину МКНГО, частично включая о. Колгуев. Полоса изометричных ассельско-сакмарских рифогенных построек простирается на Удачной ступени, вдоль границы обширной зоны распространения конденсированного разреза сезымской свиты. Установленные на Песчаноозерском валу и Таркской брахиантиклинали рифогенные постройки меняют свое простираение на широтное и далее предполагаются на Западно-Колгуевской моноклинали и Коргинской ступени. Залегающие выше артинские глинисто-песчанистые известняки практически однородны на всей территории области. Их толщина увеличивается в зоне распространения сезымской свиты, где ими заполнена палеовпадина с конденсированным разрезом. Толщина каменноугольной формации увеличивается от 100 м на юго-западе до 300 м на северо-востоке. Несколько меньше величины у зарифовых карбонатов, но в полосе рифов они поднимаются до 300 м, а затем снижаются у сезымской свиты до 100-150 м. Коллекторы в рифах могут достигать средней емкости, но должны иметь глинистую

локальную покрывку. Артинские терригенно-карбонатные породы такими флюидоупорами обладают, но часто включают «рассеивающие» пласты. НГМТ комплекса бедны РОВ. Содержание последних возрастает в кунгурских карбонатно-глинисто-алевритовых породах, которые помимо нефтегазоматеринских свойств еще являются и надежными покрывками.

Верхнепермский НГК характерен цикличностью морских, лагунных и континентальных пачек с преобладанием первых двух в его нижней части и последних, лагунно-дельтового происхождения, в верхней. Полимиктовые песчаники толщиной до 20 м и имеющие глинистые покрывки представляют собой средне- и высокоёмкие ПР. При большей толщине верхняя половина слоев заглинизирована и является «полупокрывкой». Лагунно-морские отложения НГК содержат смешанные и преимущественно – гумусовые РОВ на стадиях катагенеза ПК₃-МК₁.

Триасовый НГК также отличается цикличностью аллювиально-дельтовых и озерных отложений. Песчаные пласты линзовидного строения не отличаются уверенной корреляцией. Соотношение коллектора и покрывки во многом аналогичное подступающему НГК. Среди полимиктовых триасовых ПР встречаются высокоёмкие разности, но при больших значениях открытой пористости чем у кварцевых песчаников. Содержание Сорг. в континентальных породах минимальное. НГМТ в триасе отсутствует.

На тектонической основе с учетом литофациальных, емкостных и геохимических особенностей НГК, а также необходимых для возникновения и функционирования очагов нефтегазообразования (ОНГО) и формирования нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей проведено нефтегазогеологическое районирование северо-западного сегмента ТПНГБ. Эту разработку удалось выполнить в результате обоснования единства геологической модели строения и критериев нефтегазоносности суши и акватории Печорского моря. Результатом разработки стало обоснование Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области (МКНГО). Структурной основой выделения МКНГО стала, как упоминалось выше, одноименная моноклираль, которая вследствие больших размеров и наличия разнообразных по строению и разноранговых по положению в плане дислокаций приобрела иерархический уровень надпорядкового тектонического элемента. Следующим подразделением нефтегазогеологического районирования являются нефтегазоносные районы, которые могут рассматриваться как структурно обособленные территории с близкими возможностями для формирования ЗНГН. Сами же ЗНГН как непосредственные объекты поисков месторождений УВ требуют более строгого развернутого определения [Прищепа, 1994, 2008]. Оно может быть сформировано в следующей редакции: *ЗНГН* –

группа однотипных или разнотипных, известных и вероятных ловушек в одном или нескольких НГК, для которой, благодаря объединяемому структурному элементу и историко-седиментационным особенностям геологического развития, были установлены или предположены единые условия формирования и сохранности в них залежей УВ.

Контроль нефтегазонакопления в процессе формирования месторождений осуществляется, как правило, в несколько этапов. На начальных этапах предшественником ЗНГН являются территории, обычно имеющие палеоструктурные или иные формы, которые способствовали сбору (аккумуляции) УВ из очагов нефтегазогенерации или каких-то промежуточных на пути миграции геологических образований (нефтегазосборных площадей). Эти палеозоны (ареалы) аккумуляции можно квалифицировать как территории, смежные с ОНГО (нефтегазосборными площадями) и включающие размещенные по разрезу НГК с контролирующими аккумуляцию УВ определёнными факторами – структурными, лито- и стратиграфически экранированными, гидродинамическими и прочими. На этапах формирования ЗНГН важным фактором служит вторичный контроль. Он обеспечивается наложением дополнительных критериев, которые вызвали обновления в размещении и типе ловушек в первичных ареалах нефтегазонакопления. Эти ЗНГН двойного контроля принадлежат к типу наложенных. Двойной контроль осуществляется, в одних случаях, вследствие наложения вновь сформированных или обновленных ловушек на уже, существующие ареалы нефтегазонакопления, а в других – начальным размещением локальных ловушек на более крупных элементах, обеспечивающих аккумуляцию УВ и собственно являвшихся ареалами аккумуляции.

Образование в НГК ловушек, приуроченных к одной площади и, как правило, к единому структурному элементу приводит к созданию интегрированных «сквозных» зон нефтегазонакопления, основой для которых были ареалы нефтегазонакопления в различных НГК, контролируемые различными факторами. По присутствию и совокупности НГК с выявленными продуктивными и прогнозируемыми перспективными ловушками можно выделить (типизировать) ЗНГН как однослойные, двухслойные и многослойные, а по сочетанию в литостратиграфических разрезах ЗНГН нефтегазоносных комплексов с залежами и перспективными ловушками - на сквозные, навешенные (бескорневые в инверсионных структурах или аллохтонах), погребенные. Совокупность продуктивных или перспективных ловушек в литостратиграфическом разрезе ЗНГН определяет этажность ее нефтегазоносности.

Применительно к условиям размещения перспективных объектов в МКНГО зоны нефтегазонакопления выделены в трех региональных структурных этажах, разграниченных региональными покрывками – тиманско-саргаевской, артинско-кунгурской и надартинско-кунгурскими (системой зональных верхнепермско-триасовых). Сквозные ЗНГН выделены в НГК всех трех этажей, многослойные в НГК двух нижних структурных этажах под артинско-кунгурской покрывкой, двухслойные в двух НГК, однослойные в пределах одного НГК.

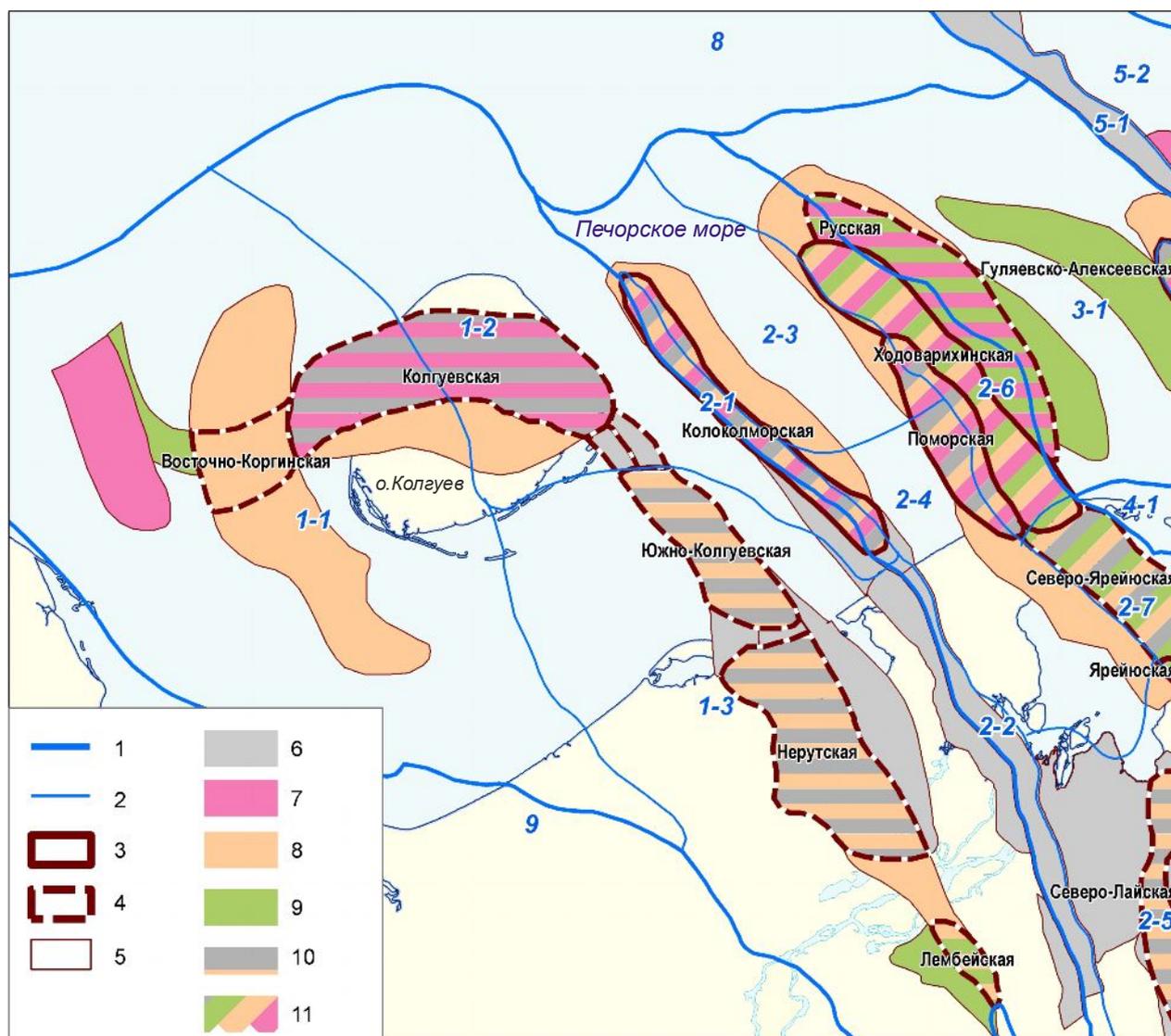
В Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области, одной из наиболее обширной на севере ТПНГБ, по вышеизложенным критериям нефтегазогеологического районирования установлено три нефтегазоносных района: Западно-Колгуевский, Восточно-Колгуевский и Нарьян-Марский Малоземельский (рис. 3).

Западно-Колгуевский НГР включает Коргинскую ступень с Северо-Седухинским структурным уступом и Западно-Колгуевскую моноклираль с погребенными Западно-Колгуевским прогибом и Западно-Колгуевским сводом, который объединяет дислокации нижнего структурного этажа – Бугринское куполовидное поднятие, Западную и Южную Бугринские ступени. Залежей УВ в НГР не обнаружено вследствие его недостаточной изученности.

Перспективы района связаны, в первую очередь, с ЗНГН на структурах юго-западного и северо-восточного ограничения Западно-Колгуевского прогиба – Северо-Седухинским структурным уступом и структурными ступенями – Западно-Бугринской и Южно-Бугринской, а также Сенгейским гемивалом. На Северо-Колгуевской структурной террасе находится западная часть Колгуевской двухслойной ЗНГН с перспективными ловушками в низко- среднеёмких коллекторских одиночных органогенных построек и низкоёмких надрифовых разностях под внутриформационными покрывками. В средневизейско-нижнепермском НГК природный резервуар прослеживается только в его нижнепермской части, где он представлен среднеёмкими ассельско-сакмарскими биогермными и предрифовыми мелководно-шельфовыми низко- и среднеёмкими разностями под локальными артинскими и региональной кунгурской покрывками. Основной ОНГО находится в верхнеордовикско-верхнедевонский многокилометровой толще, заполнившей Западно-Колгуевский погребенный прогиб.

Западно-Колгуевская однослойная ЗНГН с пластовыми литологически, стратиграфически и тектонически экранированными залежами в нижнефранских и возможно среднедевонско-яранских песчаниках приурочена к Западной и Южной Бугринской ступеням. НМС в Западно-Колгуевский прогиб с верхнеордовикско-нижнедевонскими и

среднедевонско-нижнефрнскими терригенными отложениями. Природный резервуар находится под региональной тиманско-саргаевской покрывкой и представлен низкоёмким коллектором.



**Рис. 3. Нефтегазоносные районы и зоны нефтегазонакопления
Малоземельско-Колгуевской моноклинали**

Условные обозначения к рис. 1: Границы: 1 - нефтегазоносных областей, 2 - нефтегазоносных районов; выдержанность зон нефтегазонакопления по нефтегазоносным комплексам: 3 - многослойная, 4 - двуслойная, 5 - однослойная; зоны нефтегазонакопления в нефтегазоносных комплексах: 6 - C1v-P1a, 7 - D3dm-C1t, 8 - D2-D3f1, 9 - O2-D1, 10 - ЗНГН в двух НГК, 11 - ЗНГН в трех-четырех НГК. Элементы нефтегазогеологического районирования: 1 - Малоземельско-Колгуевская НГО, 1-1 - Западно-Колгуевский НГР, 1-2 - Восточно-Колгуевский НГР, 1-3 - Нарьян-Марский (Малоземельский) НГР, 2 - Печоро-Колвинская НГО, 2-1 - Западно-Колоколморский НГР, 2-2 - Шапкина-Юрьяхинский НГР, 2-3 - Восточно-Колоколморский НГР, 2-4 - Носовой НГР, 2-5 - Лайско-Лодминский НГР, 2-6 - Поморский НГР, 2-7 - Ярейюский НГР, 3 - Восточно-Поморская НГО, 3-1 - Русский НГР, 4 - Хорейверская НГО, 4-1 - Паханчешский НГР, 5 - Южно-Приновоземельская НГО, 5-1 - Папанинско-Долгинский НГР, 5-2 - Приновоземельский НГР, 8 - Северо-Печорская НГО, 9 - Ижма-Печорская НГО

Среднедевонские пласты низкоёмкого песчаника могут иметь внутриформационные покрывки. Другая однослойная ЗНГН Западно-Колгуевского НГР – Западно-Бугринская связана с низкоёмкими ПР в верхнедевонских карбонатах под региональной среднедевонской покрывкой.

Плотность НСР Западно-Колгуевского НГР, оцененных по аналогии с выявленными на суше ЗНГН, составила 21 тыс.т/км, что по общегеологическим позициям перспектив нефтегазоносности представляется заниженной.

Восточно-Колгуевский НГР тектонически соответствует одноименной структурной зоне. Важнейшими чертами его строения является наличие выраженных валов, наследующих дислокации фундамента. В пределах НГР установлена нефтегазоносность нижнепермских и нижнетриасовых отложений. Выявлены Песчаноозерское и Таркское месторождения. Наибольшая продуктивность отмечена в триасовых песчаниках. Установлены три нефтяных и две газоконденсатные залежи.

Двуслойная Колгуевская ЗНГН приурочена к органогенным постройкам доманиковотурнейского комплекса и ассельско-сакмарским биогермам среднедевонско-нижнепермского. Полосы этих биогермных образований распространены на Песчаноозерском валу и севере Таркской брахиантиклинали и прослеживаются в Западно-Колгуевский НГР, где их ПР сохраняют свои ёмкостные характеристики.

Заслуженной примечательностью Восточно-Колгуевского НГР является наличие пяти однослойных ЗНГН, известные залежи и перспективные ловушки которых находятся в верхнепермском и триасовом НГК. Ловушки, как и известные залежи, относятся к пластовому литологически экранированному - или ограниченному типам. Восточно-Колгуевская ЗНГН находится на юго-востоке Восточно-Колгуевской структурной зоны. Таркская ЗНГН целиком соответствует одноименной брахиантиклинали. Северо-Песчаноозерская приурочена к северо-западу Песчаноозерского вала. Восточно-Таркская ограничивается лишь триасовым НГК. Она присутствует не только в Восточно-Колгуевском НГР, но простирается за её пределами, на Западно-Колгуевскую моноклинали. К Восточно-Колгуевской структурной зоне относится и Северо-Песчаноозерская ЗНГН, где выявлены два упомянутые выше месторождения. ЗНГН Восточно-Колгуевского НГР, очевидно, заполнялись УВ двух НГО. Одним из них является Западно-Колгуевский погребённый прогиб, и вторым – Денисовский прогиб Печоро-Колвинского авлакогена. Плотность НСР в Восточно-Колгуевском НГР оцененных по аналогии с известными ЗНГН, где промышленно продуктивны те же НГК, составляет 56 тыс. т/км².

Нарьян-Марский (Малоземельский) НГР выделен в границах Нарьян-Марской террасы и Удачной ступеней. Характерен малоамплитудными структурами. Нефтеносность установлена в верхнекаменноугольных известняках Верхнехарицейского месторождения в одноименной депрессии. Ловушки могут быть в зонах выклинивания песчаных пластов нижнего франа, а на самом юге – среднего девона. Там же не исключены ловушки в пластах нижнего девона.

Самая южная ЗНГН НГР – Лембейская двухслойная может содержать пластовые залежи в песчаниках среднего и нижнего девона. Вторая двухслойная ЗНГН района Южно-Колгуевская находится на крайнем востоке Нарьян-Марской террасы и в пределах Удачной ступени. Залежи в зоне могут быть в нижнефранских песчаниках и карбонатах среднего-верхнего карбона. Плотность ресурсов этого НГР оценена в 17 тыс.т/км², т.е. очень низко. Однако, если не ограничиваться средней плотностью по району, а рассчитать её для приразломных Харицейской и Пятейской депрессий и наиболее перспективных участков Нарьян-Марской террасы и Удачной ступени, то плотность НСР несомненно будет выше.

Оценка НСР зон нефтегазонакопления проведена на основе подхода, разработанного во ВНИГРИ метода геологических аналогий. Результаты оценки НГР для акватории иллюстрируются в табл. 1.

Таблица 1

Характеристика ресурсной базы углеводородов Малоземельско-Колгуевской НГО

НГО, НГР	Площадь НГО, НГР, км ²	НСР УВ, млн. т у. т.			Средняя плотность УВ, тыс.т.у./км ²
		в пределах ЗНГН	вне ЗНГН	всего	
1. Малоземельско-Колгуевская НГО	39608,5	780,9	391,6	1172,5	29,6
1.1. Западно-Колгуевский НГР	21480,7	208,4	242,3	450,7	21,0
1.2. Восточно-Колгуевский НГР	10668,1	502,7	91,9	594,6	55,7
1.3. Нарьян-Марский НГР	7459,7	69,8	57,5	127,3	17,1

Обращает внимание наибольшие оценки ресурсов в ЗНГН Восточно-Колгуевского НГР и вне ЗНГН у Западно-Колгуевского. Эти соотношения должны определить не только направления геологоразведочных работ, но и их содержание в акватории Печорского моря, включая о. Колгуев. Так, работы поисково-оценочного характера должны быть продолжены в перспективных ЗНГН Восточно-Колгуевского НГР, но с предварительной переобработкой и анализом накопленного геолого-геофизического материала.

Дополнительный анализ проведённых ранее ГРП необходим для моря и суши Нарьян-Марского НГР. В этом районе «белым пятном» остаётся акватория между островом и сушей, особенно на месте Сенгейского гемивала. Здесь необходима каркасная сеть сейсмических профилей, а по результатам их обработки параметрической скважины.

В Западно-Колгуевском НГР пристальное внимание должно быть уделено Северо-Седухинскому уступу и восточным участкам Западно-Колгуевской моноклинали, где не исключены погребённые ЗНГН на Западно- и Южно-Бугринских структурных ступенях.

Литература

Баженова Т.К. Процессы нефтидогенеза и иерархия геологических объектов // Актуальные проблемы прогноза, поисков и освоения углеводородных ресурсов земных недр: сб. науч. статей.- СПб.: ВНИГРИ, 2009. - С. 126-134.

Оловянишников В.Г. Новые данные по геологии Южного Тимана // Геология и минеральные ресурсы южных районов Республики Коми. – Сыктывкар. - 1996.- С. 46-49.

Прищепа О.М. Моделирование условий формирования зон нефтегазоаккумуляции Тимано-Печорской провинции // Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море: сб. докл. Междунар. конф. - СПб.: ВНИГРИ, 1994. - С. 180-186.

Прищепа О.М. Новые подходы к выделению зон нефтегазоаккумуляции / Теория и практика нефтегеологического районирования: сб. статей. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С. 77-99.

Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов и др.- СПб.: Недра, 2004.- 396 с.

Рецензент: Подольский Юрий Васильевич, доктор геолого-минералогических наук.

Prischepa O.M., Bogatsky V.I., Chumakova O.V., Orlova L.A.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIIGRI), St. Petersburg, Russia ins@vniigri.ru

PETROLEUM PROSPECTS OF THE MALOZEMELSKO-KOLGUEV OIL-GAS REGION

An analysis of geological-geophysical material on the results of exploration for oil and gas in the last 40 years allowed first to present an unified (onshore and offshore) model of the structure and petroleum potential of the Malozemelsko-Kolguev oil-gas region. The structural elements of different order are justified, established and traced. They, in parallel with the oil-gas complexes unified for the whole region, served as the basis for oil-gas-geological zoning. The updated criteria of establishing the zones of petroleum accumulation, according to which control of traps is provided not only by structural elements but the peculiarities of structure of natural reservoirs, allowed to expand promising areas demanding the re-estimation of initial forecast resources. Within the limits of oil-gas-geological zoning, 10 zones of oil-gas accumulation of three types are

established: multi-layered inherited, two-layered and single-layered – buried and hung. The directions of exploration in dependence of typifying the petroleum accumulation zones are justified.

Key words: *natural reservoirs, initial forecast resources, oil-gas accumulation zones, directions of exploration, Malozemelsko-Kolguev petroleum region.*

References

Baženova T.K. Processy naftidogeneza i ierarhiâ geologičeskikh ob'ektov // Aktual'nye problemy prognoza, poiskov i osvoeniâ uglevodorodnyh resursov zemnyh nedr: sb. nauč. statej.-SPb.: VNIGRI, 2009. - S. 126-134.

Olovânišnikov V.G. Novye dannye po geologii Ūžnogo Timana // Geologiâ i mineral'nye resursy ūžnyh rajonov Respubliki Komi. – Syktyvkar. - 1996.- S. 46-49.

Prišepa O.M. Modelirovanie uslovij formirovaniâ zon neftegazonakopleniâ Timano-Pečorskoj provincii // Poiski, razvedka i dobyča nefti i gaza v Timano-Pečorskom bassejne i Barencevom more: sb. dokl. Meždunar. konf. - SPb.: VNIGRI, 1994. - S. 180-186.

Prišepa O.M. Novye podhody k vydeleniû zon neftegazonakopleniâ / Teoriâ i praktika neftegeologičeskogo rajonirovaniâ: sb. statej. – SPb.: VNIGRI, 2008. – S. 77-99.

Timano-Pečorskaâ provinciâ: geologičeskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniâ / M.D. Belonin, O.M. Prišepa, E.L. Teplov i dr.- SPb.: Nedra, 2004.- 396 s.