

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/5_2015

УДК 553.98.04:552.58(470.111+470.13)

Никонов Н.И.ОАО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр, Ухта, Россия, nikonov@tpnic.ru**Неудачин Д.Ю.**ОАО «Печоранефть», Усинск, Россия, neudachin@poil.usinsk.ru**Ильин В.В.**

ООО «НГК Горный», Москва, Россия

Николаев М.Н., Утоплеников В.К.ОАО «ТНК-Нягань», Нягань, Россия, MNNikolaev@rosneft.ru, vkutoplennikov@rosneft.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ЦИЛЬЕГОРСКОЙ ДЕПРЕССИИ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

Цильегорская депрессия и окружающие ее территории обладают весьма значительными перспективами нефтеносности как в Республике Коми, так и в Ненецком автономном округе. Основные перспективы связаны с нижнедевонскими отложениями, верхнедевонскими рифогенными и нижнепермскими биогермными объектами. Ресурсная оценка локализованных объектов может достигнуть 100 млн. т нефти извлекаемых и более. Значительны и неразведанные запасы категории С₂. При серьезном увеличении объемов поисковых и разведочных работ может быть значительно расширена база нефтедобычи для добывающих предприятий и появится возможность начать добычу нефти новыми предприятиями.

Ключевые слова: нефтеносность, риф, девон, карбон, пермь, коллектор, перспективы нефтеносности.

Цильегорская депрессия Хорейверской впадины расположена в пределах Колвависовского нефтегазоносного района (рис. 1). Северная ее часть находится в Ненецком автономном округе (НАО), южная – в Республике Коми. Цильегорская депрессия полностью лицензирована, с севера на юг здесь расположены Западно-Осовейский лицензионный участок (ОАО «НК Альянс»), Северо-Воргамусюрский (ООО «НГК Горный»), участок 3 (ООО «Рената»), участок 2 (ОАО «ТНК-Нягань»).

Первые месторождения нефти в депрессии открыты на территории НАО – Нерутыньское и Северо-Мукеркамьльское. В непосредственной близости в Хорейверской впадине находятся Салюкинское, Среднемакарихинское, Верхнемакарихинское нефтяные месторождения на Салюка-Макарихинском вале; Восточно-Баганское, Южно-Баганское, Баганское месторождения - на Сандивейском поднятии; Колвинское и Западно-Ярейягинское месторождения - на Колвависовской ступени; на Хоседаюском вале гряды Чернышева - Усинокушшорское и Хоседаю-Неруюское; на вале Сорокина в Варандей-Адзьвинской структурной зоне – Подверьюское, Хосолтинское и Осовейское месторождения.

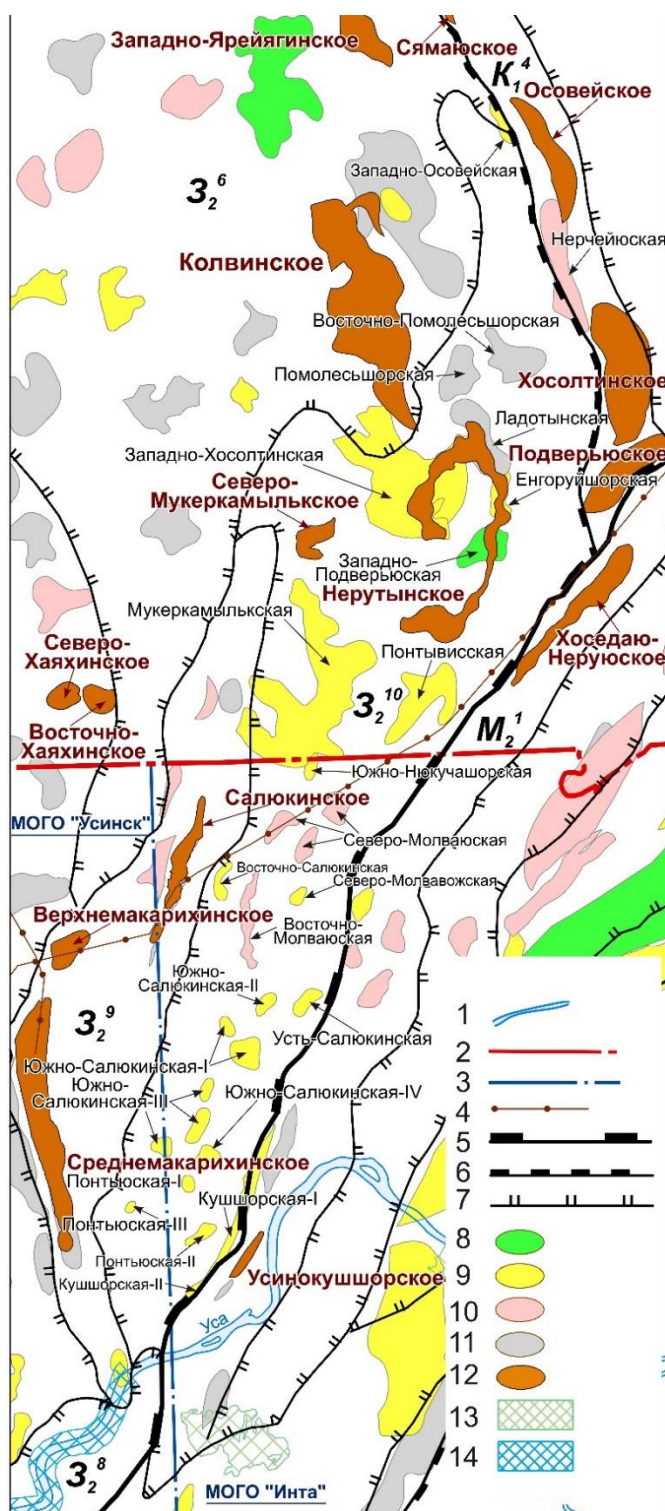


Рис. 1. Обзорная карта Цильегорской депрессии

1 – реки, 2 – граница Республики Коми, 3 – границы административных районов, 4 – нефтепровод, 5 – границы надпорядковых тектонических элементов, 6 – границы тектонических элементов 1 порядка, 7 – границы тектонических элементов 2 порядка; структуры: 8 – в бурении, 9 – выявленные, 10 – подготовленные к бурению, 11 – выведенные с отрицательным результатом из бурения; месторождения: 12 – нефтяные, охраняемые территории; 13 – заказник комплексный, 14 – заказник ихтиологический. Элементы тектонического районирования: 3 – Хорейверско-Печороморская синеклиза: Z_2 – Хорейверская впадина, Z_2^6 – Колвависовская ступень, Z_2^8 – Сьяныньрдская депрессия, Z_2^9 – Макариха-Салюкинская антиклинальная зона, Z_2^{10} – Цильегорская депрессия; K_1^4 – Варандей-Адзьвинская структурно-тектоническая зона: K_1^4 – вал Сорокина; М – Предуральский краевой предгорный прогиб: M_2 – гряда Чернышева: M_2^1 – Хоседаюская антиклинальная зона.

Промышленная нефтеносность Цильегорской депрессии и прилегающих территорий установлена в четырех карбонатных нефтегазоносных комплексах (НГК) – среднеордовикско-нижнедевонском, доманиково-турнейском, верхневизейско-нижнепермском.

Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный НГК является основным объектом для поисков залежей нефти. Кровля его залегания 3100-3500 м с постепенным погружением в восточном направлении. Мощность комплекса составляет порядка 2000 м. Комплекс включает средне-верхнеордовикские, ниже-верхнесилурийские и нижнедевонские отложения. Верхняя граница комплекса неравномерно размыва, глубина размыва возрастает в направлении на запад, что определило последовательный выход под нижнефранские отложения нижнедевонских отложений на северо-востоке и верхнесилурийских на юго-западе Цильегорской депрессии [Атлас геологических карт..., 2000].

Продуктивность **карбонатных отложений верхнего ордовика** доказана на Среднемакарихинском месторождении. Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная, высотой 113 м. Пласт-коллектор - усть-зыбский горизонт (баганская свита), порово-трещинного типа представлен доломитами с пористостью 0,3-4,6%, проницаемостью 3,4 мД. Флюидоупором служит глинисто-сульфатно-доломитовая хорейверская свита верхнего ордовика. Плотные сульфатно-доломитовые породы мукерской свиты, залегающие между коллекторской) и экранирующей свитами, являются рассеивающей толщей толщиной до 110 м.

В Цильегорской депрессии ордовикские отложения не вскрыты. Однако имеющиеся данные свидетельствуют о низких фильтрационно-емкостных свойствах, что наряду с большими глубинами залегания отложений (свыше 4-4,5 км), позволяют сделать вывод о низких перспективах данной части разреза.

В **нижнесилурийской части разреза** на прилегающих к Цильегорской депрессии месторождениях Хорейверской впадины продуктивность связана с веянской свитой, залегающей только под тиманско-саргаевской покрывкой. Коллекторы представлены преимущественно вторичными доломитами. Неравномерный размыв этих отложений обусловил зональное распространение коллекторов под тиманско-саргаевской покрывкой.

В Цильегорской депрессии нигде нижнесилурийские отложения не выходят под тиманско-саргаевскую покрывку и, как правило, коллекторы отсутствуют. Однако в скв. 1 Восточно-Молваюская в нижней части веянской свиты в интервале 3609,6-3620,4 м выделен пласт, содержащий маломощные прослой-коллекторы с $K_{п}^{ННКт}$ до 16,5%, общей мощностью 2,2 м. А в интервалах 3656,0-3660,4 м, 3664-3670 м выделены коллекторы каверново-порового типа с улучшенными коллекторскими свойствами: $K_{п}^{ННКт} = 16-25\%$, $K_{п}^{AK} = 9-18\%$. При опробовании испытателем пластов на трубах (ИП) разреза нижнего силура в интервале 3580-

3700 м за 90 мин. открытого периода получен приток минерализованной воды в объеме 3,67 м³. В интервале 3640-3647 м по керну отмечено 0,7 м известняка с примазками окисленной нефти, что указывает на возможность выявления в Цильегорской депрессии небольших нефтяных залежей в благоприятных условиях под верхнесилурийской покрывкой. Этот вопрос требует дальнейшего изучения.

В **отложениях верхнего силура** на всех ближайших структурах (Пятомбойская, Овражная, Пальникская, Колвависовская, Ладская, Северо-Веякская и др.), а также непосредственно в Цильегорской депрессии (скв. 1 Вост.Молваюская) коллектора не выявлены. Залежи нефти не прогнозируются.

Под тиманско-саргаевской покрывкой **в нижнедевонских (овинпармский горизонт) отложениях** залежи нефти прогнозируются в северной части Цильегорской депрессии, которая входит в состав Восточно-Хорейверской (Колвинской) зоны нефтенакпления, связанной с распространением нижнедевонских отложений. Залежи нефти будут приурочены к ловушкам стратиграфически-экранированного типа (рис. 2).

К этой зоне относится Колвинское месторождение нефти. Разведаны две залежи в отложениях овинпармского горизонта нижнего девона: «основная» и «верхняя». Дебиты по скважинам из «основной» залежи достигают 472 т/сут. через 15 мм штуцер, из «верхней» - 56,9 м³/сут. Обе залежи пластовые, сводовые, стратиграфически и литологически экранированные. Пласт-коллектор представлен доломитами с пористостью 8-11%. Эффективные нефтенасыщенные мощности изменяются от 4,6 м до 10,0 м, (основная) и 0,6-11,2 м (верхняя). Покрывкой для обеих залежей является глинисто-карбонатная толща тиманского горизонта.

Залежи нефти, подобные залежам Колвинского месторождения, могут быть выявлены южнее, в том числе в пределах крупной Западно-Хосолтинской структуры. К сожалению, ресурсы этого объекта оценить сложно из-за отсутствия надежного структурного плана, ориентировочно извлекаемые ресурсы могут составить 10-20 млн. т.

Еще южнее могут быть выявлены более мелкие объекты, но сейсмические материалы здесь отсутствуют.

На самом юге зоны распространения нижнедевонских отложений, восточнее Салюкинского месторождения, выявлены Шнайдермановская и Южно-Хоседаюская структуры с извлекаемыми ресурсами нефти 4,6 млн. т.

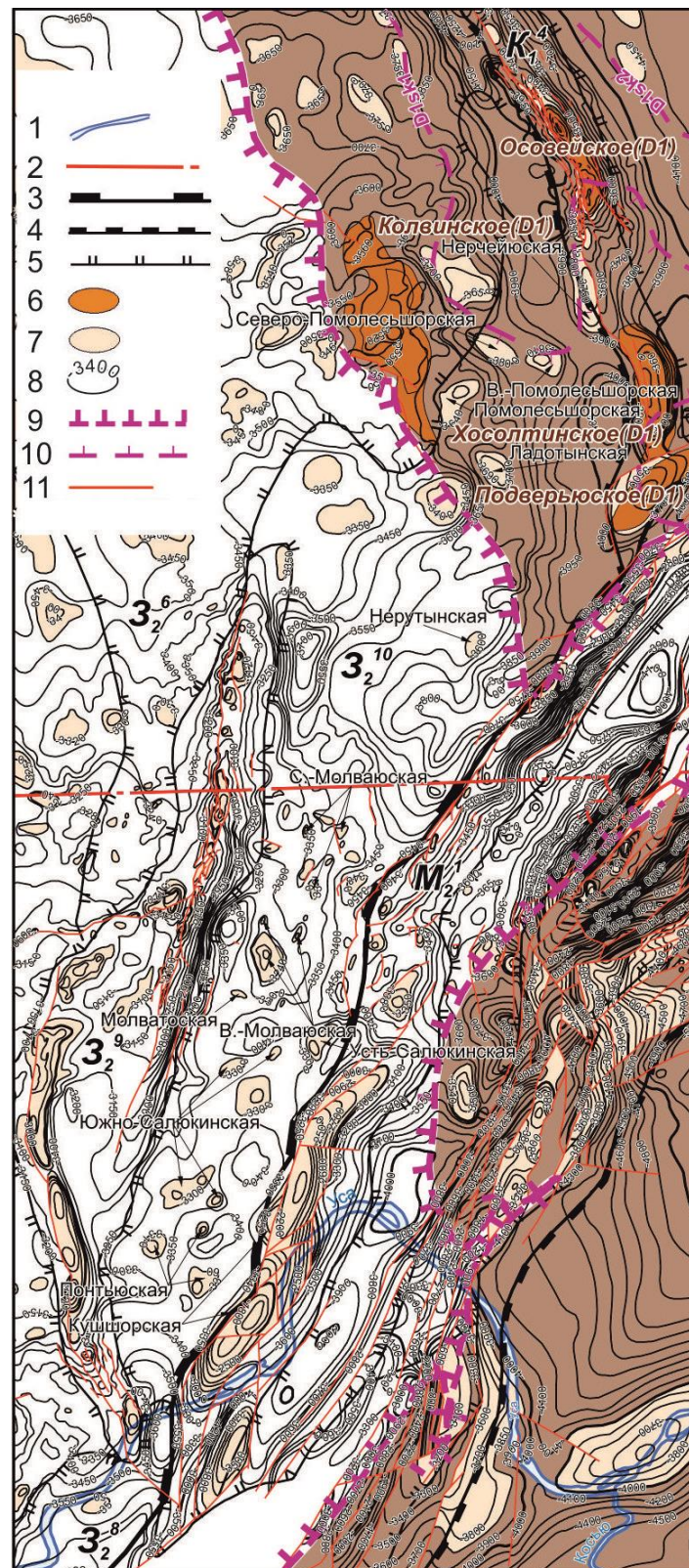


Рис. 2. Карта развития нижнедевонских отложений

1 – реки, 2 – граница Республики Коми, 3 – границы надпорядковых тектонических элементов, 4 – границы тектонических элементов 1 порядка, 5 – границы тектонических элементов 2 порядка; месторождения: 6 – нефтяные; 7 – структуры; 8 – достоверные изогипсы разновозрастной поверхности ордовикско-силурийско-нижнедевонских отложений (в автохтоне), в м; 9 – погребенные границы подкомплекса под вышележащими дочетвертичными отложениями, 10 – границы выклинивания стратиграфических подразделений внутри подкомплекса (штрихи направлены в сторону отсутствия отложений), 11 – тектонические нарушения в автохтоне.

К востоку от Колвинского месторождения на Колвависовской ступени разрез нижнего девона наращивается. Появляется верхняя часть III пачки овинпармского горизонта. Мощность ее в скв. 6 Изьямусюрская, где вскрыт полный разрез овинпармского горизонта, составляет 72 м. III пачка последовательно перекрывается породами глинисто-доломитовой пачки сочтемкыртинского горизонта нижнего девона. Эта часть разреза нижнего девона представляет собой новый перспективный горизонт. В скв. 41 Помолесьшорская из этой части разреза при испытании в колонне в интервале 3740-3815 м за 5 часов 15 мин. получен приток разгазированного бурового раствора в объеме 4 м^3 с незначительным количеством нефти (20-30 л). Пленки нефти при опробовании получены в скважинах 40 Восточно-Помолесьшорская и 6 Изьямусюрская. Во всех трех скважинах по ГИС в ТП НИЦ выделены продуктивные коллекторы эффективной толщиной до 8 м. Нефтяная залежь ожидается пластового типа. При принятых подсчетных параметрах ресурсы нефти категории D₁ в отложениях нижнего девона прогнозируемой литологически экранированной Западно-Осовейской ловушки составляют: геологические 68 млн. т, извлекаемые 17 млн. т.

Доманиково-турнейский карбонатный НГК представлен в Хорейверской впадине отложениями франского и фаменского ярусов, характеризуется резкой фациальной изменчивостью. В разрезе наблюдается сложное сочетание образований мелководного шельфа, рифов, депрессионных отложений, толщ заполнения.

В пределах Цильгорской депрессии выделено несколько кольцевых рифов (атоллов). Это на севере Нерутынский Северо-Мукеркамьлькский и Мукеркамьлькский атоллы, южнее Северо-Молваюский, Восточно-Молваюский и Южно-Салюкинский (рис. 3). Над основными аномалиями, интерпретируемых как рифогенные образования позднефранско-задонского возраста, обычно выделяется верхняя аномалия, относимая к елецкой стадии рифообразования. Также выделяются аномалии сейсмической записи, отождествляемые с одиночными рифовыми постройками небольших размеров.

На Нерутынском атолле в скв. 3 Нерутынская из интервала 2818,6-2846,6 м в кровле надрифовых зеленецко-нюмылгских фаменских отложений получен приток нефти с мин. водой. Средний дебит нефти $8 \text{ м}^3/\text{сут}$. Открыто Нерутынское месторождение нефти, с неразведанными извлекаемыми запасами категории C₂ около 6 млн. тонн. Нефтепроявления отмечены в скважинах 20 Ладотынская и 1 Зап. Подверьюская, попавших во внутреннюю часть Нерутынского атолла.

На Северо-Мукеркамьлькском атолле получен приток нефти скв. 6 Северо-Мукеркамьлькская. Месторождение находится в разведке.

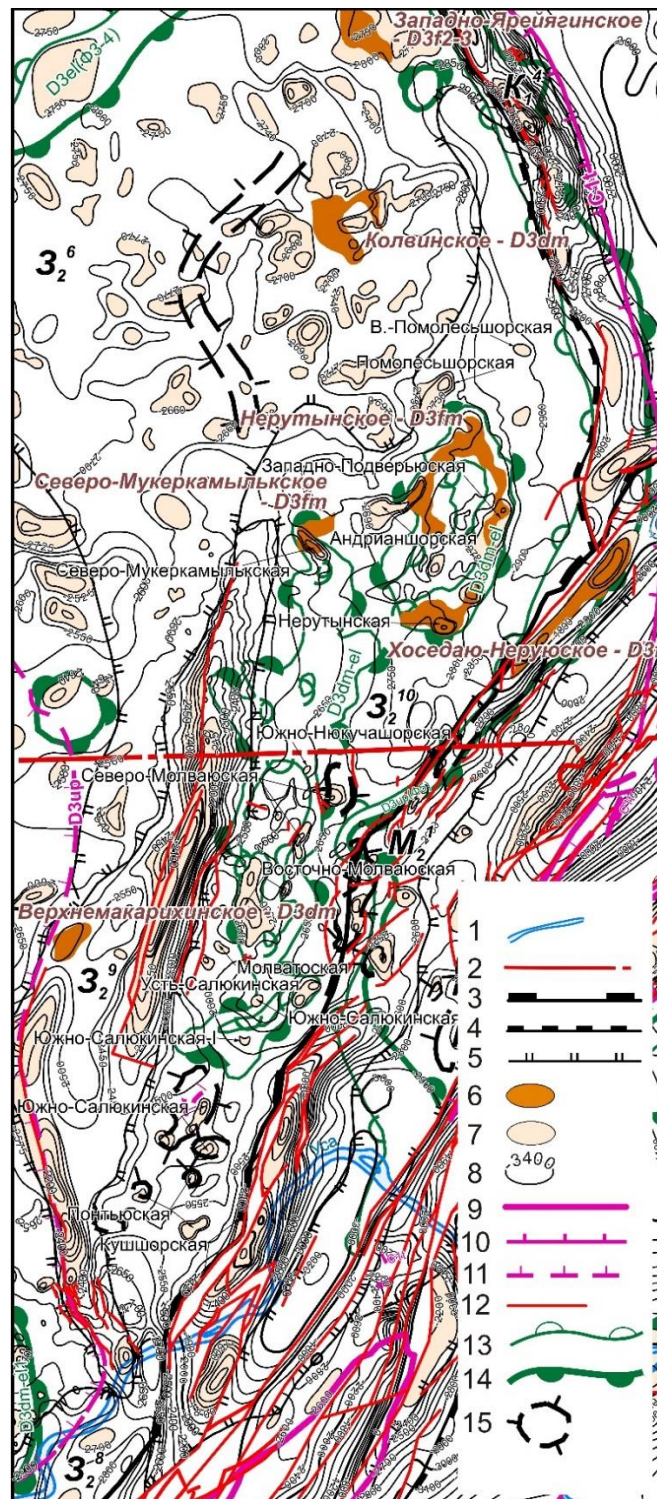


Рис. 3. Карта доманиково-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса

1 – реки, 2 – граница Республики Коми, 3 – границы надпорядковых тектонических элементов, 4 – границы тектонических элементов 1 порядка, 5 – границы тектонических элементов 2 порядка; месторождения: 6 – нефтяные; 7 – структуры; 8 – достоверные изогипсы разновозрастной поверхности ордовикско-силурийско-нижнедевонских отложений (в автохтоне), в м; 9 – эрозионные границы комплекса (под четвертичными отложениями или на дневной поверхности), 10 – эрозионные границы стратиграфических подразделений комплекса в его кровле (штрихи в сторону отсутствия отложений), 11 – границы выклинивания стратиграфических подразделений внутри подкомплекса (штрихи направлены в сторону отсутствия отложений), 12 – тектонические нарушения в автохтоне; границы верхнедевонских барьерных рифов: 13 – зарифового мелководного шельфа, 14 – предрифового глубоководного уступа, 15 – аномалии сейсмической записи, предположительно связываемые с органогенными постройками.

На Восточно-Молваюском атолле была пробурена скв. 1 Восточно-Молваюская, которая вскрыла перспективные отложения в неблагоприятных структурных и фациальных условиях. По материалам сейсморазведки скважина вскрыла не гребневую часть рифа, а переходную к внутренней части атолла. В рифогенной толще елецко-задонского возраста по результатам интерпретации ГИС выделены возможно нефтенасыщенные коллекторы каверново-порового типа в инт. 2843,6-2852,2 м. В интервале 2839-2847 м поднят доломит коричневатого-серый с примазками загустевшей нефти. Но при опробовании ИП из интервала 2805-2858 м получен приток минерализованной воды дебитом 9,74 м³/сут. Над рифогенной толщей залегает плотная пачка мощностью 90 м, сложенная известняками и доломитами, по напластованию изредка с примазками загустевшей нефти. Эта часть разреза не была опробована. Эти материалы позволяют предполагать, что в гребневой части рифа на Восточно-Молваюской структуре ожидается залежь нефти. В пределах Восточно-Молваюского атолла выделено несколько структур, где прогнозируются залежи нефти с извлекаемыми ресурсами нефти 11,4 млн. т: Восточно-Молваюская, группа Северо- Молваюских структур.

Крупным рифовым атоллом является Южно-Салюкинский. На севере его закартирована структура Южно-Салюкинская I по ОГ Шfm (рифы) и имеет размеры: 4,7 x 6,1 км, амплитуду 90 м и площадь 22,6 км². Извлекаемые ресурсы нефти по этому объекту оценены в 6,3 млн. т. В южной части атолла выделены еще две структуры облекания, ресурсы по которым не оценены. Полностью атолл сейсморазведкой не закартирован. Основные фациальные зоны атолла четко выделяются на временных разрезах гребневая часть атолла, склон рифа, внутренняя лагуна.

Таким образом, в Цильегорской депрессии возможно открытие значительного числа залежей нефти в рифогенных и надрифовых объектах.

В пределах Салюка-Макарихинского вала возможно открытие залежи нефти в своде Северо-Салюкинского рифогенного поднятия. Отложения рифового склона ранее были вскрыты в скв. 1 Северо-Салюкинская.

Продуктивность **доманикоидных отложений верхнего девона** доказана на целом ряде площадей и месторождений. В непосредственной близости от Цильегорской депрессии притоки нефти были получены на Верхнемакарихинском, Колвинском и Западно-Ярейягинском месторождениях.

На Колвинском месторождении при испытании отложений доманикового типа в скв. 65-К. в интервале 3650-3657 м получен фонтанный приток нефти дебитом 47 м³/сут. через штуцер 7 мм. Мощность нефтенасыщенных коллекторов изменяется от 1,0 до 4,0 м (скв. 65-К). Залежь нефти пластовая, сводовая, литологически ограниченная, размеры ее составляют 8,7*8-3 км, высота – 100 м. Покрышкой для залежи служат плотные, неравномерно глинистые известняки

франского яруса верхнего девона. Коллекторы трещинно-порового типа выделяются в известняках. Водоносные отложения в доманикитах отсутствуют

В Цильегорской депрессии доманикиты опробованы в скв. 2 Северо-Салюкинская в колонне (открытый ствол в интервале 3236-3243 м), получен приток нефти средним дебитом 2,1 м³/сут.

В скв. 1 Восточно-Молваюская в керне из доманикового горизонта отмечены выпоты нефти и пятнами слабое нефтенасыщение.

Промышленная значимость залежей нефти в доманикитах чаще всего невелика в связи с небольшими запасами нефти. Таким образом, доманикиты являются объектом, в основном, для попутных поисков при постановке бурения на более глубокозалегающие горизонты. Но в отдельных скважинах на месторождениях их можно эксплуатировать совместно с другими залежами, что даст реальную возможность прироста запасов нефти. В Цильегорской депрессии и на прилегающих территориях возможный ресурсный потенциал нефти в доманикитах составит до 10-20 млн. т нефти.

Еще одним перспективным нефтеносным комплексом является **средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК**.

Данные о нефтеносности **серпуховских отложений** получены на Северо-Мукеркамьльском месторождении, в скв. 6 Северо-Мукеркамьльская из интервала 2473-2495 м получен приток нефти дебитом 6,2 м³/сут. на штуцере 4 мм. Покрышкой для залежи являются ангидриты серпуховского яруса. Незазведанные извлекаемые запасы категории С₂ на Северо-Мукеркамьльском месторождении составляют около 6,5 млн. т.

Аналогичные залежи нефти прогнозируются на всех структурах северной части Цильегорской депрессии и примыкающих структурах Коллависовской ступени.

Продуктивность **среднекаменноугольных отложений** в Цильегорской депрессии и на прилегающих площадях Хорейверской впадины не установлена, перспективы их нефтеносности низкие из-за отсутствия региональных и зональных покрышек.

Из **отложений верхнего карбона** в скв. 6 Северо-Мукеркамьльская из интервала 21853-2225 м получен разгазированный фильтрат с пленкой нефти расчетным дебитом 4,1 м³/сут.

В скв. 1 Северо-Салюкинская по комплексу геохимических исследований к опробованию на нефть рекомендован интервал 1894-1930 м (С₃). При испытании ИП в открытом стволе из интервала 1870-1936 м получена мин. вода с пленкой нефти.

В **нижнепермских отложениях** (рис. 4) имеют широкое распространение биогермы ассельско-сакмарского возраста [Никонов, Беда, 2010]. На слабо дифференцированной

рассматриваемой территории биогермы играют очень важную роль, как структуроформирующий фактор и, соответственно, как фактор, формирующий ловушку.

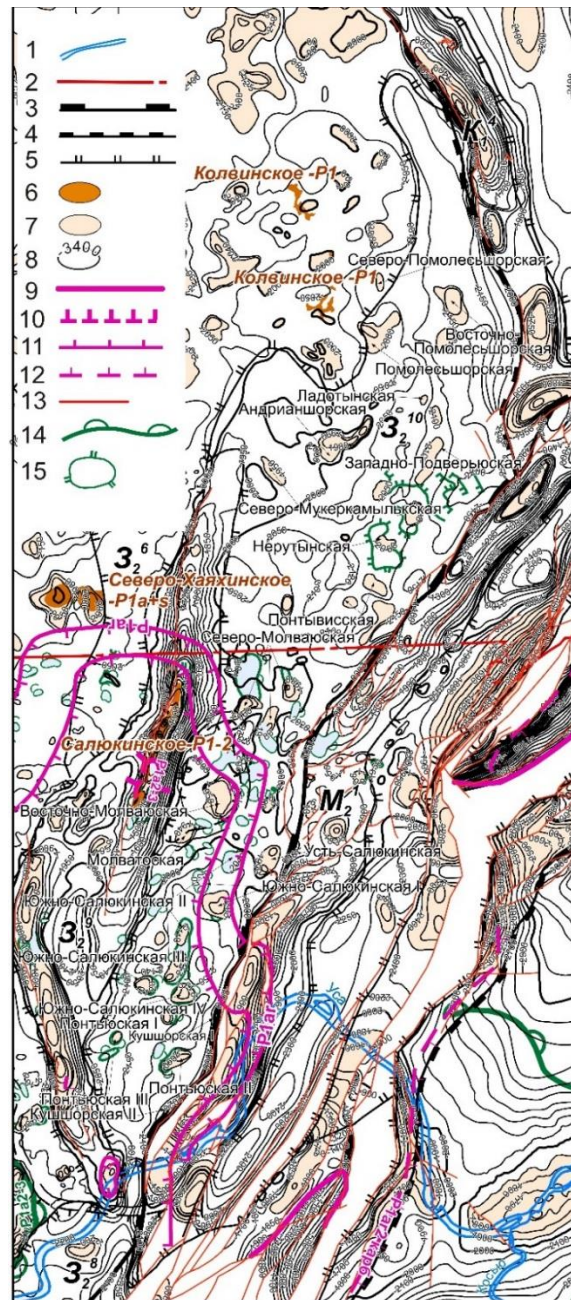


Рис. 4. Карта развития нижнепермских карбонатных отложений

1 – реки, 2 – граница Республики Коми, 3 – границы надпорядковых тектонических элементов, 4 – границы тектонических элементов 1 порядка, 5 – границы тектонических элементов 2 порядка; месторождения: 6 – нефтяные; 7 – структуры; 8 – достоверные изогипсы разновозрастной поверхности ордовикско-силурийско-нижнедевонских отложений (в автохтоне), в м; 9 – эрозионные границы комплекса (под четвертичными отложениями или на дневной поверхности), 10 – погребенные границы подкомплекса под вышележащими дочетвертичными отложениями, 11 – эрозионные границы стратиграфических подразделений подкомплекса в его кровле (штрихи направлены в сторону отсутствия отложений), 12 – границы выклинивания или эрозионные стратиграфических подразделений внутри подкомплекса (штрихи направлены в сторону отсутствия отложений), 13 – тектонические нарушения в автохтоне; 14 – границы зон развития пермских органогенных построек по данным бурения и сейсморазведки на окраине мелководного шельфа, 15 – нижнепермские биогермные постройки по данным сейсморазведки.

На Колвависовской ступени на Колвинском месторождении выявлена группа залежей, приуроченных к биогермам ассельско-сакмарских отложений нижней перми. Размеры одной из залежей в районе скважин 1П, 120 и 130 составляют 3,6 x 3,4 км, площадь нефтеносности равна 4,2 км². Высота залежей достигает 120 м. В скв. 129 при испытании в колонне из интервала 2401-2511 м получен приток нефти дебитом 166 м³/сут. Залежи нефти в отложениях ассельско-сакмарского ярусов нижней перми – массивные сводовые. Коллекторами служат биогермные известняки, флюидоупором – перекрывающая их нижнеартинская карбонатно-глинистая пачка. Эффективная нефтенасыщенная мощность в сводовой части залежи в районе скважин 1П, 120 и 130 составляет 34,5 м. Следует отметить, что извлекаемые запасы нефти каждого биогерма составляют, как правило, не менее 1 млн. т, а на Колвинском участке и вблизи его - не менее полутора десятков биогермов.

Биогерм в Цильегорской депрессии вскрыт пока только в скв. 1 Восточно-Молваюская, где ассельские отложения нижней перми представлены преимущественно водорослеводетритовыми известняками. В процессе бурения подошва ассельских отложений была опробована ИП в интервале 2088-2154 м, был получен приток мин. воды расчетным дебитом 107 м³/сут. Кровля нижнепермских биогермных коллекторов, имеющая характеристику продуктивного пласта была обсажена технической колонной и не была опробована.

На Восточно-Молваюской и рядом расположенных куполах Северо-Молваюской структуры, на Усть-Молваюской и Шнайдермановской структурах с извлекаемые ресурсы нефти оценены в 6,4 млн. т.

Кунгурский, верхнепермский и триасовый терригенные НГК на рассматриваемой территории оцениваются как бесперспективные. В кунгурских отложениях не прогнозируются коллекторы, а верхнепермский и триасовый терригенные НГК слишком удалены от Арктического очага нефтегазогенерации, из которого не могли поступать углеводороды. Исключением, возможно, являются приразломные структуры, примыкающие к валу Сорокина, куда нефть могла поступать по тектонически ослабленным зонам из силурийских и девонских залежей вала Сорокина и Хоседаюского вала.

Из изложенного следует, что Цильегорская депрессия и окружающие ее территории обладают весьма значительными перспективами нефтеносности как в Республике Коми, так и в НАО. Ресурсная оценка локализованных объектов может достигнуть 100 млн. т нефти извлекаемых и более. Значительны и неразведанные запасы категории С₂. Из этого следует, что при серьезном увеличении объемов поисковых и разведочных работ может значительно расширена база нефтедобычи для добывающих предприятий и появится возможность начать добычу нефти новыми предприятиями.

Литература

Атлас геологических карт «Тимано-Печорский седиментационный бассейн». Масштаб 1:2500000. Авторы: Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В., Ласкин В.М., Галкина Л.В., Довжикова Е.Г., Ермакова О.Л., Костыгова П.К., Куранова Т.И., Москаленко К.А., Панкратов Ю.А., Глотова И.С., Петренко Е.Л., Попова Е.В., Сурина А.И., Шабанова Г.А. Монография. – Ухта: Тимано-Печорский научно-исследовательский центр, 2000. - 63 л.

Никонов Н.И., Беда И.Ю. Новые данные о перспективах нефтегазоносности нижнепермских органогенных построек // Рифы и карбонатные псефитолиты: материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар, Республика Коми, 5-7 июля 2010 г. - С. 126-128.

Nikonov N.I.

Timan-Pechora Research Centre, Ukhta, Russia, nikonov@tpnic.ru

Neudachin D.Yu.

Pechoranefit, Usinsk, Russia, neudachin@poil.usinsk.ru

Ilyin V.V.

NGK Gorniy, Moscow, Russia

Nikolaev M.N., Utoplennikov V.K.

TNK-Nyagan, Nyagan, Russia, MNNikolaev@rosneft.ru, vkutoplennikov@rosneft.ru

**PETROLEUM POTENTIAL PROSPECTS
OF TSIL'EGORSK DEPRESSION AND ADJACENT AREAS**

Tsil'egorsk Depression and adjacent areas are characterized by significant petroleum potential prospects in the Komi Republic and the Nenets Autonomous District. The main prospects are associated with the Lower Devonian deposits, Upper Devonian reefal structures and Lower Permian biohermal objects. Resource assessment of localized objects can reach up to 100 million tons of oil resources. Undiscovered reserves of C2 category are also significant. This means that in case of a large increase in prospecting and exploration the oil production can be greatly expanded for production companies and there could be a good opportunity for new enterprises to start production.

Keywords: petroleum potential, reef, Devonian, Carboniferous, Permian, reservoir, cap rock, petroleum prospects.

References

Atlas geologicheskikh kart «Timano-Pechorskiy sedimentatsionnyy basseyn». Masshtab 1:2500000. [Atlas of geological maps of "Timan-Pechora sedimentation basin". Scale 1:2500000]. Authors: Nikonov N.I., Bogatskiy V.I., Martynov A.V., Larionova Z.V., Laskin V.M., Galkina L.V., Dovzhikova E.G., Ermakova O.L., Kostygova P.K., Kuranova T.I., Moskalenko K.A., Pankratov Yu.A., Glotova I.S., Petrenko E.L., Popova E.V., Surina A.I., Shabanova G.A. Monograph. Ukhta: Timan-Pechora Research Centre, 2000, 63 p.

Nikonov N.I., Beda I.Yu. *Novye dannye o perspektivakh neftegasunosnosti nizhnepermskikh organogennykh postroek* [New data on the petroleum potential of the Lower Permian organogenic structures]. *Rify i karbonatnye psefitolity: materialy Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya*. Syktyvkar, Respublika Komi, 5-7 July 2010, p. 126-128.

© Никонов Н.И., Неудачин Д.Ю., Ильин В.В., Николаев М.Н., Утопленников В.К., 2015