

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ УВ СКОПЛЕНИЙ В КАРБОНАТНОМ НИЖНЕПАЛЕОЗОЙСКОМ КОМПЛЕКСЕ ПЕЧОРО-КОЛВИНСКОГО АВЛАКОГЕНА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА

М. М. Богданов, Н. Г. Корюкина, Н. С. Лапкина
(ВНИГНИ)

В Тимано-Печорском бассейне начальные суммарные ресурсы (НСР) УВ наиболее перспективных областей и продуктивных комплексов значительно разведаны (до 60 %).

В качестве резерва воспроизводства минерально-сырьевой базы в бассейне может рассматриваться карбонатный нижнепалеозойский нефтегазоносный комплекс (НГК) Печоро-Колвинского авлакогена [1]. Здесь НСР УВ, характеризующиеся значительной величиной, слабо разведаны (15 %). В этом комплексе открыты одно мелкое газоконденсатное месторождение — Западно-Командиршорское-II и три нефтяных — Возейское, Леккерское и Бадьюское. При этом разведанность НСР УВ всего нижнепалеозойского НГК Тимано-Печорского бассейна достигает 40 %.

На ордовикско-нижнедевонский НГК в Печоро-Колвинском авлакогене пробурено более 40 скважин, пять из которых вскрыли рассматриваемый комплекс на полную мощность. Общая толщина вскрытых отложений составляет 50700 м. Разбуренность и разведанность ордовикско-нижнедевонского комплекса составили соответственно 1,32 м/км² и 1203 км²/скв. Объем сейсмопрофилеирования МОГТ в Печоро-Колвинском авлакогене составляет 58,2 тыс. км, плотность сейсмопрофилей — 1,5 км/км².

Объем сейсмопрофилеирования методом КМПВ в авлакогене превысил 800 км. Через авлакоген проложены 6 профилей ГСЗ — "Агат-1,2", "Кварц-1" и другие объемом около 400 км.

Несмотря на высокие перспективы нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонского НГК, удовлетворительную изученность его бурением и сейсмопро-

Охарактеризована изученность бурением и сейсморазведкой карбонатного нижнепалеозойского нефтегазоносного комплекса (НГК) ордовика — нижнего девона Печоро-Колвинского авлакогена.

Проведен палеотектонический анализ развития и выделены основные этапы формирования структуры НГК. Показана динамика процесса нефтегазообразования в зависимости от палеотектонических и термобарических условий недр. Определена роль региональных разломов и сдвиговых деформаций в формировании структуры НГК.

Показаны геологические и геолого-геофизические модели строения нетрадиционных объектов геолого-разведочных работ.

Обоснованы новые нетрадиционные направления региональных и поисковых геолого-разведочных работ на нефть и газ. Приведены рекомендации по сейсмопрофилеированию и заложению параметрической скважины. По комплексу геолого-геофизической информации выделены первоочередные объекты поискового бурения на нефть и газ.

Study by drilling and seismography of ordovician upper devon oil accumulated deposits of the Pechora-Kolvinian rift shown.

Paleotectonic analysis of development is made and main stages of oil accumulated deposits structure forming are picked out. Dynamics of oil formation process in dependence on paleotectonic and thermobaric conditions of bowels is shown. The role of faults and deformation of displacements in formation of structure of the oil accumulated deposits is determined.

Geological and geophysical structure models of the untraditional objects of exploration works are shown. New untraditional directions of regional and exploration works are provided. Recommendations about seismography and exploration hole drilling are given. Top-priority objects of exploration are picked out by the geophysical information complex.

филированием, наличие локальных объектов с высоким качеством подготовки и других положительных критериев за последние 11 лет не было открыто ни одного месторождения УВ. Последние открытия были в 1991 г. (Бадьюское и Леккерское месторождения).

Причинами неудач поисковых работ в ордовикско-нижнедевонском комплексе являются как субъективные, так и объективные факторы.

Основным объективным фактором является значительная глубина залегания НГК (до 7 км). Субъективный фактор — отсутствие единой концепции нетрадиционных и новых направлений геолого-разведочных работ. Для такого сложнопостроенного элемента Тимано-Печорского бассейна, каким является Печоро-Колвинский авлакоген, обоснование приоритетных, новых и нетрадиционных направлений должно базироваться на выявлении палеотектонических и термобарических предпосылок формирования УВ скоплений с учетом литолого-фациальных особенностей отложений карбонатного ордовикско-нижнепалеозойского НГК.

Проблема воспроизводства минерально-сырьевой базы за счет вовлечения в активные геолого-разведочные процессы карбонатного нижнепалеозойского НГК приобретает значительную актуальность в связи с планами РАО "Роснефтегазстрой" строительства нефтепровода, проходящего через всю территорию Ненецкого автономного округа с востока на запад. Протяженность трассы составит до 500 км. Вблизи трассы имеется значительное количество выявленных и подготовленных перспективных объектов.

Карбонатный нижнепалеозойский комплекс залегает на протерозойском фундаменте, имеющем бло-

ковое строение, и ограничен литрическими Припечорским, Илыч-Чикшинским и мантийными — Шапкинским и Восточно-Колвинским разломами [3].

В основу моделей строения зон (разломов), ограничивающих авлакоген, положена идея о том, что Печоро-Колвинский авлакоген образовался в результате сползания коровой пластины по Припечорскому литрическому разлому, соединявшемуся с Уральским океаном. Все остальные упомянутые выше разломы авлакогена оперяют Припечорский разлом и связаны с ним на глубине, что определило принципиальное отличие западной и восточной границ авлакогена [8, 12].

В триасовый период в результате тангенциальных напряжений со стороны Урала геологическое пространство испытало сдвиговые деформации. В результате можно констатировать, что: Печоро-Колвинский авлакоген разбит на сегменты поперечными сдвигами. В Колвинской ветви рифта выделено 6 сегментов, в Припечорской — 3 сегмента. Поперечная зональность ярко выражена в структуре фундамента и осадочного чехла. Восточная граница авлакогена (зона сочленения с Хорейверской впадиной) выражена уступом разной амплитуды в фундаменте и зонами вклинивания верхнесилурийских и нижнедевонских отложений, строение которых различно в разных сегментах. Западная граница авлакогена (зона сочленения с Ижма-Печорской впадиной) выражена ступенчатым погружением фундамента с запада на восток, причем количество ступеней возрастает с севера на юг, и скачкообразным уменьшением толщины рифтового комплекса к западу от Припечорского и Шапкинских разломов. Большесынинская впадина рассматривается как южный, наиболее активный сегмент Колвинской ветви авлакогена. Предполагается, что структура нижнепалеозойских отложений осложнена поперечной к Уральскому шельфу зоной повышенных толщин, а в фундаменте находится ярко выраженный уступ вдоль южного продолжения Восточно-Колвинского разлома [3].

Формирование структуры нижнепалеозойского НГК происходило в несколько этапов.

К началу среднедевонской эпохи были сформированы распределение толщин, типов разреза НГК и его структура.

Карбонатный нижнепалеозойский комплекс сложен породами среднего — верхнего ордовика, нижнего — верхнего силура и нижнего девона. Комплекс представлен прибрежно-морскими фациями. Отложения среднего ордовика выделены в объеме карадакского яруса. Его толщина достигает 150...200 м. Толща сложена преимущественно карбонатными породами с прослоями глин, песчаников и алевролитов [13].

Верхнеордовикские отложения представлены доломитами, сульфатами, песчаниками, аргиллитами. Толщина отложений изменяется от 1000 до 300 м.

Толща нижнего силура сложена переслаиванием доломитов, глинистых доломитов и ангидритовых пород. Толщина нижнего силура изменяется от 200 м на западе до 600 м на востоке территории.

Верхний силур в Печоро-Колвинском авлакогене представлен карбонатно-терригенным типом разреза — чередованием мергелей, глинистых и алевролитовых доломитов, известняков. Толщина верхнего силура составляет от 100 до 400 м.

Нижнедевонские отложения представлены прибрежно-морскими фациями. Карбонатно-терригенный тип разреза установлен в пределах Денисовского прогиба, где он сложен аргиллитами темно-серыми, плитчатыми, неравномерно известковистыми с прослоями мергелей и известняков толщиной до 400 м.

В пределах Колвинского и Печоро-Кожвинского мегавалов развит сульфатно-терригенно-карбонатный тип разреза. В его строении участвуют пачки переслаивающихся глинистых известняков и глин, мергелей и аргиллитов, известняков, доломитов и ангидритов. В наиболее полных разрезах толщина отложений достигает 600 м.

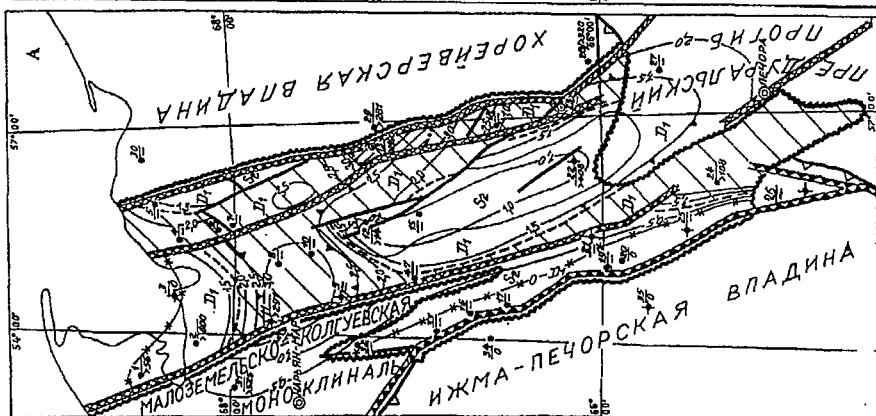
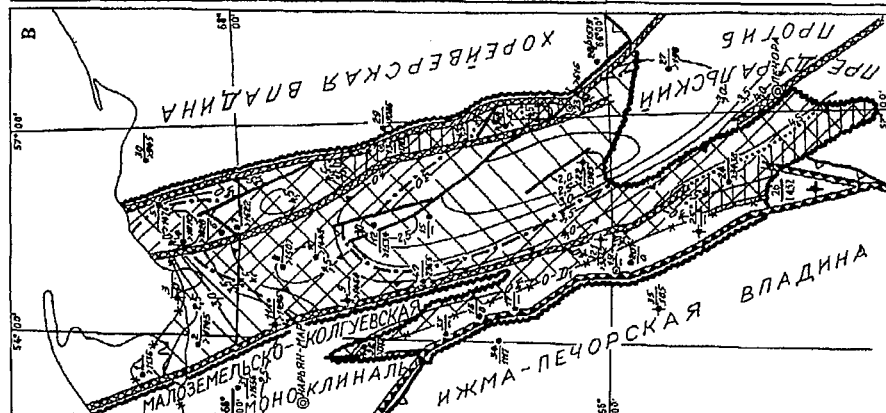
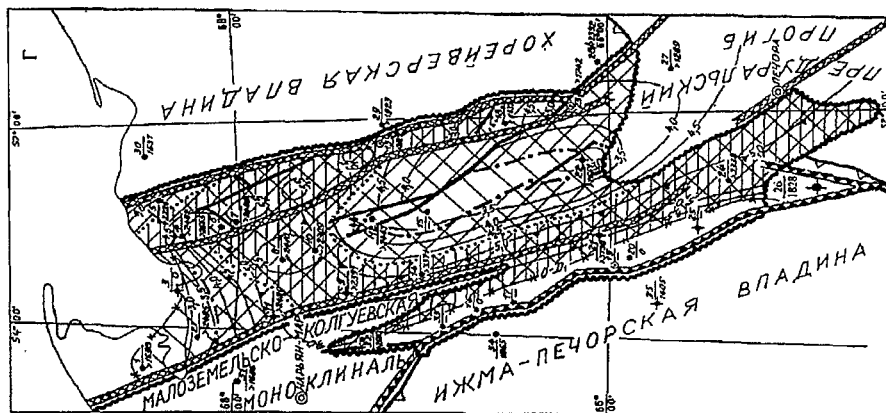
В Денисовской впадине нижний девон представлен терригенными породами толщиной 270...450 м (Северо-Командиршорская, Мишваньская площади). В плане ореол распространения нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) с органическим веществом (ОВ) сапропелево-гумусового типа карбонатного ордовика — нижнего девона Печоро-Колвинского авлакогена совпадает с его аккумулятивными отложениями.

Не исключено поступление УВ флюидов в ордовикско-нижнедевонский НГК Печоро-Колвинского авлакогена из смежных территорий, особенно из Хорейверской впадины, за счет их ступенчатой (вертикально-латеральной) миграции.

К началу среднедевонской эпохи в результате раннедевонского перерыва в осадконакоплении поверхность НГК была расчленена на зоны поднятий и опусканий. Зона поднятий фиксируется в западной и юго-западной частях, опусканий — на севере.

В это время проявились разломы, как ограничивающие Печоро-Колвинский авлакоген, так и разделяющие его на отдельные блоки (рис. 1, А). Таким образом, на месте современной Денисовской впадины к началу среднедевонской эпохи существовало древнее поднятие, разбитое разломами на отдельные блоки.

Кроме того, перерыв в осадконакоплении сыграл, по-видимому, положительную роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород, что выразилось в образовании каверн, пор, трещиноватости. Размыв в отдельных частях привел к отсутствию отложений нижнего девона и верхнего силура. На западе и юге территории отложения НГК полностью отсутствуют (см. рис. 1, А).



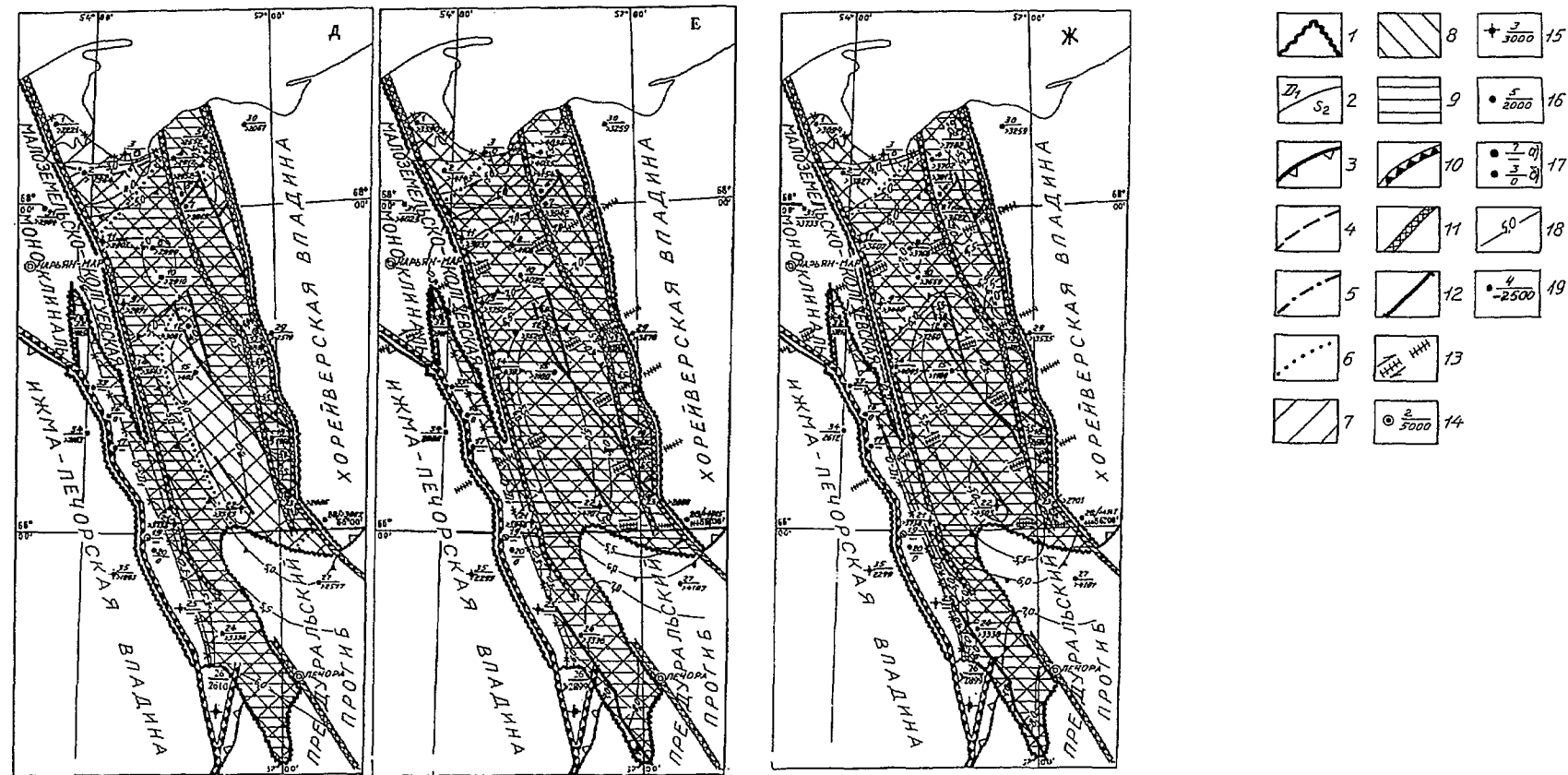


Рис. 1. Палеоструктурные карты по подошве карбонатного нижнепалеозойского продуктивного комплекса и динамики процесса нефтегазообразования Печоро-Колвинского авлакогена: А — к началу среднедевонской эпохи; Б — к началу доманиковского времени; В — к началу визейского века; Г — к началу кунгурского века; Д — к началу раннетриасовой эпохи; Е — к началу юрского периода; Ж — к началу мелового периода.

Границы: 1 — Печоро-Колвинского авлакогена, 2 — геологические, 3 — других тектонических элементов, 4 — верхняя главной зоны нефтеобразования, 5 — нижняя главной зоны нефтеобразования, 6 — главной зоны газообразования: отложения, прошедшие 7 — верхнюю границу главной зоны нефтеобразования, 8 — нижнюю границу главной зоны нефтеобразования, 9 — вошедшие в главную зону газообразования; разломы: 10 — листрический, 11 — мантийный, 12 — без типизации; 13 — сдвиги; скважины: 14 — параметрические (в числителе — название под номером в списке, в знаменателе — глубина, м), 15 — параметрические (в числителе — название под номером в списке, в знаменателе — глубина, м), 16 — поисково-разведочные (в числителе — название под номером в списке, в знаменателе — глубина, м); 17 — скважины: а — не вскрывшие отложения НГК, б — с отсутствием отложений НГК (в числителе — название под номером в списке); 18 — изопохиты, км; 19 — скважины (в числителе — название под номером в списке, в знаменателе — абсолютная отметка вскрытых отложений).

Список скважин: 1 — Коровинская, 41; 2 — Кумжинская, 8; 3 — Носовая, 1; 4 — Хыльчюуская, 7; 5 — Вангурейская, 81; 6 — Ярейюская, 8; 7 — Ярейюская, 1; 8 — Лаявожская, 1; 9 — Шапкинская, 2; 10 — Лаявожская, 4; 11 — Ванейвисская, 1; 12 — Северо-Командиршорская, 1; 13 — Харьягинская, 1 (Колвинская сверхглубокая); 14 — Пашшорская, 47; 15 — Северо-Ламбейморская, 921; 16 — Среднешапкинская, 1; 17 — Верхнелебединская, 68; 18 — Возейская, 61; 19 — Мутноматериковая, 1; 20 — Мутноматериковая, 2; 21 — Нялтанюская, 1; 22 — Верхнелодминская, 1; 23 — Усинская, 1; 24 — Южно-Лыжская, 4; 25 — Терехевейская, 1; 26 — Ронаельская, 1; 27 — Нитчемьюская, 2; 28 — Мастерельская, 2; 29 — Восточно-Харьягинская, 26; 30 — Намюрхитская, 4; 31 — Удачная, 1; 32 — Выдшорская, 1; 33 — Среднешапкинская, 110; 34 — Дзелядевская, 1; 35 — Кипиевская 1

В раннефранское время проявились процессы вулканизма, которые не оказали значительного влияния на дислоцированность пород и, по-видимому, на прогрев отложений. В обнажениях терригенного среднего — верхнего девона на северном Тимане, по наблюдениям авторов, в местах прорыва базальтов осадочные породы интенсивно дислоцированы, окварцованы, сильно трещиноваты, раздроблены на 2...3 км от места прорыва интрузий. При удалении от базальтового тела на 2...3 км породы приобретают спокойное залегание. В них практически не наблюдаются трещины, заполненные вторичными минералами.

В зоне Припечорского разлома отдельными скважинами на Среднешапкинской (скв. 1, интервал 3172...3239 м), Терехевейской (скв. 2, интервал 2773...2551 м), Южно-Лыжской (скв. 4, интервал 3277...3309 м) и других площадях зафиксированы внедрения диабазов и габбро-диабазов в нижние (до верхнедевонские) горизонты осадочного чехла.

К зоне Илыч-Чикшинского разлома тяготеют интрузивные образования сиенито-диоритов (скв. 1 — Северный Савинобор) и внедрение габбро-диабазов в толщу верхнедевонских известняков (скв. 3, 4 — Исаково).

На всех участках зоны граниты имеют подчиненное значение. Они содержат повышенную долю основных компонентов по сравнению с гранитовой ассоциацией Тиманского мегаблока. Среди вулканогенных пород широко распространены эффузивы известково-щелочной серии.

В разрезе параметрической Тимано-Печорской скважины (забой 5900 м — нижний девон), пробуренной вблизи скв. 72 Западно-Соплесского месторождения, были вскрыты долериты (эффузивы основного состава) в отложениях нижнего—среднего девона. Толщина эффузивов достигает 230 м. Эффузивы вскрыты скв. 72—75, 77, 82, 84, 91 на Западно-Соплесском месторождении, скв. 3 на Войской структуре, скв. 1 на Малолебединской площади.

С целью выявления палеотектонических и термобарических условий, обуславливающих динамику процесса нефтегазообразования в карбонатном нижнепалеозойском комплексе был проведен соответствующий анализ (рис. 1, А—Ж). Границы главной зоны нефте- и газообразования принимались согласно разработкам С.Г. Неручева, Н.Б. Вассоевича, И.В. Лопатина [10].

Методика определения палеоглубинных уровней катагенетической превращенности ОВ, соответствующих главной зоне нефтеобразования (ГЗН) и главной зоне газообразования (ГЗГ), была разработана и апробирована для условий Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций [2, 7].

Верхняя граница ГЗН соответствует градации катагенеза органического вещества МК₁ (палеотемпература 60 °С); нижняя — МК₃ (палеотемпература 130 °С). Граница ГЗГ — МК₅ (палеотемпература 150 °С). При

катагенезе ОВ НГМТ градации МК₄ интенсивность генерации жидких УВ снижается, а образование газа не достигает еще максимума [10].

Катагенез ОВ определяли по отражательной способности витринита [5]. Изменение границ палеоглубинных уровней ГЗН и ГЗГ для Печоро-Колвинского авлакогена показано на картах, выполненных Н. Г. Корюкиной [6].

В результате палеотектонического и термобарического анализов установлено, что уже к началу среднедевонской эпохи в ГЗН вошла подошва нижнепалеозойского НГК на севере, востоке и западе авлакогена (см. рис. 1, А).

К концу среднедевонской эпохи нефтегенерация, по-видимому, не могла быть результативной в связи с тем, что к тому времени не сформировались надежные покрывки в вышележащих отложениях [4].

К началу доманикового времени верхнюю границу ГЗН прошли отложения НГК на севере, востоке и западе авлакогена. В пределах Колвинского мегавала отложения НГК вошли в ГЗГ. К началу доманикового времени по подошве отложений ордовика — нижнего девона в структуре авлакогена выделялось крупное поднятие, амплитуда которого составляла 1,5...2,0 км (рис. 1, Б).

К началу визейского века почти все отложения НГК прошли верхнюю границу ГЗН, за исключением центральной части современной Денисовской впадины. Структура комплекса приобрела еще большую контрастность по сравнению с доманиковым временем.

В южной части Колвинского мегавала и на юго-западе авлакогена подошва отложений ордовикско-раннедевонского возраста вошла в ГЗГ (рис. 1, В).

В кунгурский век весь НГК прошел верхнюю границу ГЗН. В пределах Колвинского и Печоро-Кожвинского мегавалов подошва ордовика — нижнего девона пересекла границу ГЗГ. К этому времени структура авлакогена приобрела еще большую контрастность. В центральной части авлакогена амплитуда поднятия составила более 2,0...2,05 км (рис. 1, Г).

К началу раннетриасовой эпохи практически по всей территории авлакоген был охвачен процессом газообразования, за исключением центральной части (рис. 1, Д). Структура комплекса приобрела менее резкие очертания. На севере образовались незначительные по размерам впадины с толщиной осадочного чехла до 6,0 км.

Конец триасовой эпохи и начало юрского периода ознаменовались сдвигами деформациями в результате тангенциальных напряжений со стороны Уральского орогена (см. рис. 1, Д). Породы НГК по всей площади авлакогена прошли ГЗН (рис. 1, Е). К началу юрского периода границу ГЗГ пересекли отложения ордовика — нижнего девона, за исключением Шапкина-Юрьянского вала и Усть-Печорской депрессии (рис. 1, Ж).

Палеотектонический и термобарический анализы и установление литолого-фациальных характеристик

отложений ордовика — нижнего девона позволили выявить два типа новых нетрадиционных ловушек для нефти и газа — ловушки, связанные с эрозионными врезами и присдвиговыми структурами (рис. 2, 3).

Ловушки, связанные с эрозионными врезами, широко распространены в Волго-Уральском бассейне на бортах Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Так, в Усть-Черемшанском прогибе выявлено множество русловых зон древней речной системы [9]. Глубина врезания в толщу подстилающих карбонатов турнейского яруса достигает нескольких десятков метров. Толща, выполняющая врезы, представлена терригенными породами — песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Эрозионные врезы являются одним из основных направлений поисков УВ скоплений практически по всей площади развития ККСП Волго-Уральского бассейна.

В Печоро-Колвинском авлакогене в верхних частях разреза нижнего девона в пределах Колвинского мегавала и в Верхнелайской депрессии Денисовской впадины выявлены ловушки, связанные с эрозионными врезами, выполненными терригенными отложениями. Предполагаемые литологические ловушки, фиксированные аномалиями волнового поля, определяются на региональных профилях МОГТ РС-16, РС-42 и других на Западно-Возейской площади.

На Усинской площади в скв. 37 при опробовании нижнедевонских песчаников, заполняющих эрозионный врез, в интервале 3690,5...3717,0 м получен приток нефти дебитом 1,2 м³/сут (см. рис. 2). Керна, поднятый из интервала 3716...3720 м, представленный серыми и буровато-серыми, тонко- и мелкозернистыми кварцевыми песчаниками, пропитан нефтью. Размер зоны, где могут быть развиты ловушки, связанные с эрозионными врезами в пределах западного борта Колвинского мегавала на участке его сочленения с Денисовской впадиной достигает 100×(15...20) км.

Другой новый нетрадиционный тип ловушек в нижнепалеозойском НГК — присдвиговый, образованный сдвиговыми деформациями в конце триасовой эпохи (см. рис. 3). В ряде случаев присдвиговые ловушки осложнены вдвиговыми деформациями — седиментационными клиньями на Инзырейской площади, Шапкина-Юрьяхинском валу [11].

Таким образом, исследования, выполненные авторами, позволяют сделать вывод о том, что в нижнепалеозойском карбонатном комплексе существовали палеотектонические и термобарические предпосылки формирования новых УВ скоплений. Кроме того, в комплексе с учетом их литофациальных особенностей, как показал анализ, возможны новые открытия залежей УВ, связанных с нетрадиционными ловушками — эрозионными врезами и присдвиговыми структурами.

По результатам анализа можно рекомендовать нетрадиционные направления региональных и поисковых работ на нефть и газ в карбонатном нижнепалеозойском комплексе Печоро-Колвинского авлакогена.

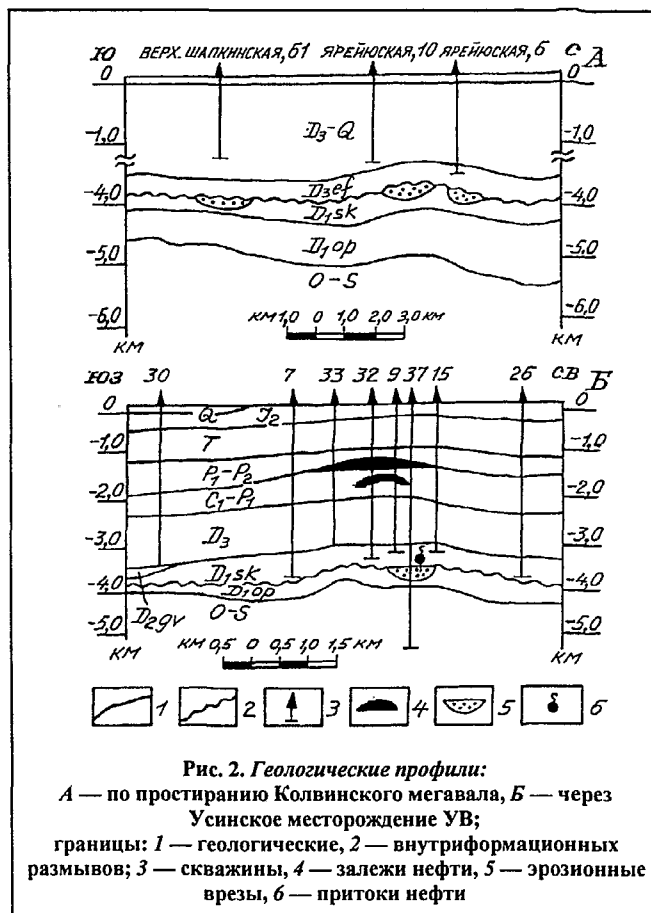


Рис. 2. Геологические профили: А — по простиранию Колвинского мегавала, Б — через Усинское месторождение УВ; границы: 1 — геологические, 2 — внутрiformационных размывов; 3 — скважины, 4 — залежи нефти, 5 — эрозионные врезы, 6 — притоки нефти

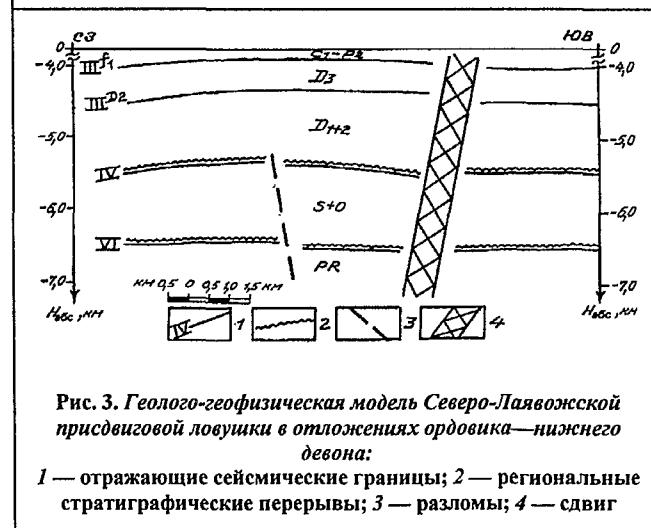


Рис. 3. Геолого-геофизическая модель Северо-Лаявожской присдвиговой ловушки в отложениях ордовика—нижнего девона: 1 — отражающие сейсмические границы; 2 — региональные стратиграфические перерывы; 3 — разломы; 4 — сдвиг

Нетрадиционные и новые направления региональных работ следует сосредоточить в районе Денисовской впадины и Колвинского мегавала. Здесь необходимо отработать сейсмопрофиль МОГТ, проходящий с северо-востока на юг до выполненных профилей РС-16 и РС-42. Объем сейсмопрофилирования составит примерно 80...100 км. Этот профиль пересечет сдвиг, осложняющий Колвинский мегавал. На данном профиле рекомендуется бурение параметрической скв. 1 — Западно-Костюкской, вблизи сдвига. Забой скважины — 5,0 км. Возраст отложений на забое — протерозой (рис. 4).

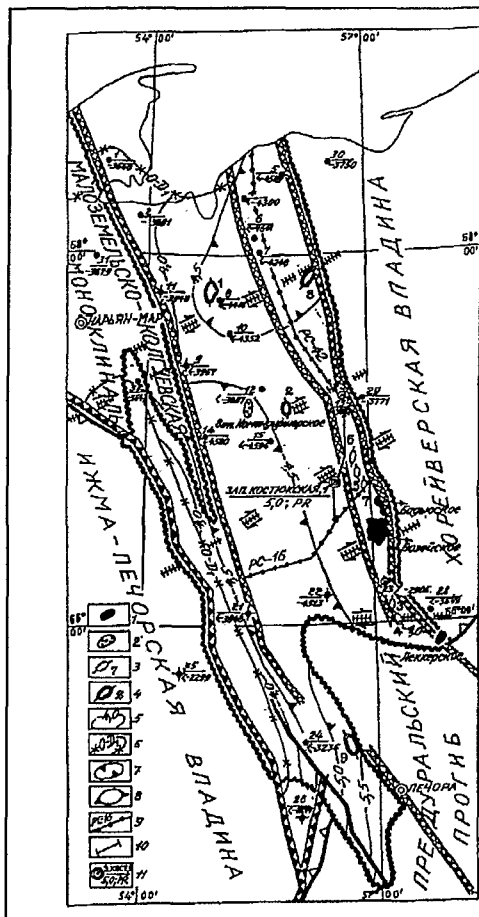


Рис. 4. Карта новых нетрадиционных направлений региональных и поисковых работ в карбонатном нижнепалеозойском нефтегазоносном комплексе Печоро-Колвинского авлакогена:
 залежи: 1 — нефтяные, 2 — газоконденсатные; локальные структуры: 3 — подготовленные (название структур под номером в списке), 4 — подготовленные первой очереди (название структур под номером в списке); 5 — изолинии по кровле разновозрастной поверхности ордовикско-нижнедевонского НГК, км; 6 — граница отсутствия отложений ордовикско-нижнедевонского НГК; тектонические элементы Печоро-Колвинского авлакогена: 7 — отрицательные, 8 — положительные; профили МОГТ: 9 — выполненные и их номер, 10 — рекомендуемый; 11 — рекомендуемая параметрическая скважина (в числителе — название скважины на карте, в знаменателе — глубина, км, и возраст на забое).
 Подготовленные структуры: 1 — Северо-Лаявожская, 2 — Северо-Мишванская, 3 — Северо-Силаельская, 4 — Силаельская, 5 — Южно-Костюкская, 6 — Костюкская, 7 — Западно-Возейская, 8 — Северо-Ханчаргинская, 9 — Листвиничная

Цели бурения параметрической скв. 1 — Западно-Костюкской и сейсмопрофилирования:

- изучение нефтегазоносности осадочного чехла, особенно нижнепалеозойского НГК;
- выявление литолого-фациальных особенностей отложений;
- уточнение привязки сейсмических отражающих горизонтов;
- поиск новых нетрадиционных типов ловушек;
- выяснение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Поисковое бурение рекомендуется сосредоточить на хорошо подготовленных структурах с хорошим качеством подготовки и относительно высокими извлекаемыми перспективными (C_3) ресурсами УВ. Критериями качества подготовки объектов являлись такие параметры, как плотность профилирования, вероятность существования структуры, точность определения свода, амплитуды, площади, глубина залегания и др.

Из девяти подготовленных объектов по данным критериям выбраны как первоочередные четыре структуры (см. рис. 4).

Генезис Северо-Лаявожской и Мишванской структур по отложениям ордовика — нижнего девона прогнозируется как присдвиговый. Структуры, возможно, осложнены седиментационными клиньями. Генезис Северо-Ханчаргинской и Листвиничной структур предполагается приразломным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Богацкий В.И., Беляков Л.Т., Данилевский С.А. Особенности нефтегазоносности Печоро-Колвинского авлакогена // Рифтогенез и нефтегазоносность. — М.: Наука, 1993. — С. 59—65.
2. Богданов М.М. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в Тимано-Печорской провинции // Советская геология. — 1987. — № 3. — С. 12—20.
3. Эволюция, геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зон сочленения Печоро-Колвинского рифта и его обрамления / М.М. Богданов, Е.Д. Есипчук, Н.Г. Корюкина, Н.С. Лапкина // Прогноз, поиски, разведка и разработка месторождений нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 2002. — С. 20—29.
4. Дедеев В.А., Аминов Л.З., Малышев Н.А. Рифтогенез и нефтегазоносность северо-востока Европейской платформы // Рифтогенез и нефтегазоносность. — М.: Наука, 1993. — С. 51—59.
5. Калмыков Г.С., Летуновский В.М. Стадии катагенеза и палеотемпература по отражательной способности витринита в Тимано-Печорской провинции // Геология и нефтегазоносность северных районов Тимано-Печорской провинции. — М.: ВНИГНИ, 1979. — Вып. 5. — С. 89—98.
6. Корюкина Н.Г. Формирование зон нефтегазоаккумуляции Печоро-Колвинского авлакогена Тимано-Печорского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — М., 2002. — № 4. — С. 16—25.
7. Максимов С.П., Богданов М.М. Условия раздельного формирования и прогноз залежей углеводородных, азотных газов и нефтей в северо-восточных районах Волго-Уральской провинции. — М., 1986. — 55 с. — (Обзор ин-

форм. / ВНИИЭгазпром. Сер. "Важнейшие научно-технические проблемы газовой промышленности").
 8. Малышев Н.А. Разломы Европейского Северо-Востока СССР в связи с нефтегазоносностью. — Л.: Наука, 1986. — 112 с.
 9. Напалков В.Н., Кузнецов А.В., Тузова Л.С. О возрасте терригенных отложений, вскрытых в некоторых разрезах турнейского яруса юго-востока Татарии // Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья. — Изд-во Казанского ун-та, 1965. — Вып. 1. — С. 32—41.
 10. Неручев С.Г., Вассович Н.Б., Лопатин И.В. О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием // Междунар. геолог. конгресс. XXV сессия. Докл. советских геологов. Горючие ископаемые. — М., 1976. — С. 35—46.

11. Соборнов К.О., Яковлев Г.Е. Структурное развитие и нефтегазоносность Печоро-Колвинского авлакогена // Рифтогенез и нефтегазоносность. — М.: Наука, 1993. — С. 142—149.
 12. Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. — Екатеринбург: Изд-во РАН, Уральское отделение. Коми научный центр ин-та геологии. — 1998. — 234 с.
 13. Чепиков К.Р., Рассказова М.Б., Меннер В.В. Литологические и палеотектонические условия нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонского структурного комплекса Тимано-Печорской провинции // Нефтегазоносность нижних структурных этажей чехла платформ. — М.: Наука, 1983. — С. 51—61.

УДК 553.98.001

АНАЛИЗ МНОГОВАРИАНТНОГО КАРТОГРАФИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРЕДЕЛАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

С. В. Ивашко
(ВНИГНИ)

Успешность обоснованного выбора перспективных направлений поисков нефти и газа и определение мест концентрации геолого-разведочных работ в различных нефтегазоносных провинциях зависят от объективного научного анализа современных представлений о геологическом строении района и от достоверной оценки перспективных ресурсов углеводородного сырья в недрах.

Практический интерес имеет, прежде всего, познание направленности и интенсивности преобразования горных пород с глубиной и во времени, поскольку осадочные породы при определенных термодинамических условиях погружения на большие глубины теряют свои первоначальные свойства и качества настолько, что породы-коллекторы при отсутствии трещиноватости становятся флюидоупорами, а породы-покрышки вследствие переходов одних глинистых минералов в другие могут приобрести трещиноватость и стать коллекторами [4]. Заметим, что представление о коллекторах в исследуемом регионе существенно зависит от степени измененности пород под воздействием мигрирующих пластовых вод. При этом все установленные очаги разгрузки гидросети, как правило, приурочены к пересечениям разломов фундамента. В

На примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, являющейся наиболее северной составной частью крупнейшей и уникальной континентально-морской системы нефтегазонакопления по восточному обрамлению Восточно-Европейской платформы, показана высокая эффективность математического моделирования поверхности подошвы палеозойских отложений (даже в условиях недостаточности исходных данных на больших глубинах). Анализ полученных многовариантных моделей структурной поверхности подошвы палеозойских отложений позволил выявить новую объективную информацию о гипсометрии этой поверхности, выделить разноориентированные зоны древних тектонических нарушений и уточнить строение крупных тектонических блоков в регионе.

Timan-Pechora oil area is the most northern part of oil-gas system in Eastern-Europe platform. On this example, we show high effectiveness of mathematical modelling of Paleozoic bottom surface even in a condition of insufficient data. Obtained models analysis exposed new objective information about surface hypsometry and specified structure of large tectonic blocks in this region.

таких зонах увеличивается трещиноватость осадочного чехла, что ведет к повышению вертикальной проницаемости отложений и увеличению скорости фильтрации подземных вод. Вполне очевидно, что для объективного анализа геолого-геофизических данных в нефтегазоносных провинциях требуются, прежде всего, достоверные структурные построения по всем выделенным структурным этапам и в первую очередь карты по кровле подстилающего осадочные породы консолидированного основания.

Все вышеизложенное правомерно относить к любой нефтегазоносной провинции, в том числе и к Тимано-Печорской, которая является

северо-восточным элементом Восточно-Европейской нефтегазоносной мегапровинции — уникальной континентально-морской системы нефтегазонакопления, возникшей по восточному обрамлению Восточно-Европейской платформы.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция ограничена на западе и юго-западе поднятием Тимана, а на востоке и северо-востоке — складчатым Уралом и Пай-Хоем, а также прилегающими Предуральским и Предпайхойским краевыми прогибами. Считается, что на всей территории провинции кристалли-