

Гидрохимическая характеристика Колвинского, Среднемакарихинского и Кочмесского месторождений углеводородов (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция)

О.П. Абрамова*, И.В. Колоколова, М.Е. Селиверстова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва
E-mail: *abramova_olga@bk.ru

Аннотация. В статье приводятся результаты сравнительного анализа гидрохимических условий Колвависовской ступени, Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны и Кочмесского поднятия Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В условиях слабой гидрогеологической изученности региона проведенные исследования позволили установить количественные значения информативных гидрохимических критериев нефтегазоносности восточной части Хорейверской впадины и западной части Косью-Роговской впадины.

Ключевые слова: гидрохимия, пластовые воды, нефтегазоносность, генезис вод, элизионный режим, инфильтрационный режим, неструктурные залежи.

Для цитирования: Абрамова О.П., Колоколова И.В., Селиверстова М.Е. Гидрохимическая характеристика Колвинского, Среднемакарихинского и Кочмесского месторождений углеводородов (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art14>

Введение

Развитие поисково-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции предполагает комплексное изучение основных параметров нефтегазоносных пластов, включая гидрогеологические.

Первые описания гидрогеологических условий Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна изложены в работах А.А. Карцева [1, 2], В.Н. Корценштейна [3], Л.Н. Капченко [4], А.Я. Кремса [5] и др. Использование водорастворенных органических веществ, микроэлементов и ряда гидрохимических параметров как показателей условий формирования и закономерностей размещения залежей углеводородов в бассейне обосновано Е.А. Барс [6], В.А. Кротовой [7], Н.А. Климановой [8] и другими учеными. Первая детализация региональных водоносных комплексов и водоупоров проведена в 1979 г. Н.М. Невской [9]. Большой вклад в изучение гидрогеологических условий этого района также внесли С.А. Данилевский [10], Ю.М. Зытнер [11], Г.П. Лысенин [12], А.М. Хитров [13], Т.А. Овчарова [14] и др. В монографии С.А. Данилевского с соавторами [10] изложены основные принципы

гидрогеологического районирования осадочного чехла Тимано-Печорской провинции и подробно рассмотрено геолого-стратиграфическое строение, гидрогеологические условия водоносных комплексов и разделяющих их флюидоупоров. Накопленные результаты региональных исследований позволяют выявить гидрогеологические особенности нефтегазоносных комплексов (НГК) отдельных структурных элементов разного порядка, что имеет важное научно-практическое значение.

Целью исследования является обоснование роли гидрохимических условий водоносных комплексов восточной части Хорейверской впадины (Колвависовская ступень и Макариха-Салюкинская антиклинальная зона) и западной части Косью-Роговской впадины (Кочмесская ступень) в формировании и сохранении скоплений углеводородов. Региональными объектами исследования (рис. 1) являются восточная

Условные обозначения:

Границы тект. районирования:

- надпорядковые
- - -** первого порядка
- - - - -** второго порядка

Элементы тектонического районирования:

- З** – ХОРЕЙВЕРСКО-ПЕЧОРОМОРСКАЯ СИНЕКЛИЗА
- З₂** – Хорейверская впадина
- З₂⁶** – Колвависовская ступень
- З₂⁷** – Сандивейское поднятие
- З₂⁸** – Сынянырдская депрессия
- З₂⁹** – Макариха-Салюкинская антиклинальная зона
- З₂¹⁰** – Цильегорская депрессия
- К₁** – Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона
- К₁⁴** – Вал Сорокина
- К₁⁵** – Мореюская депрессия
- М** – ПРЕДУРАЛЬСКИЙ КРАЕВОЙ ПРОГИБ
- М₂** – Гряда Чернышева
- М₂¹** – Хоседаюская антиклинальная зона
- М₂²** – Адзэвавомская депрессия
- М₂³** – Тальбейский блок
- М₂⁴** – Восточно-Воргамусюрская складчатая зона
- М₂⁵** – Шарью-Заостренский блок
- М₃** – Косью-Роговская впадина
- М₃¹** – Кочмесская ступень
- М₃⁴** – Интинская складчато-чешуйчатая зона

Месторождения:




-  нефтяные
-  нефтегазоконденсатные
-  газовые



Рис. 1. Обзорная карта района исследований (фрагмент карты тектонического районирования [15])

часть Хорейверской впадины и западный борт Косью-Роговской впадины. Локальные (эталонные) объекты для обоснования гидрохимических критериев продуктивности региона – Колвинское, Среднемакарихинское, Кочмесское месторождения углеводородов.

В качестве фактического материала использованы анализы пластовых вод, полученные в разное время в производственных и научных организациях; также привлечены данные из опубликованных и фондовых источников. Каждый результат анализа воды подвергался тщательному контролю с отбраковкой при нарушении фундаментальных гидрохимических правил соблюдения электронейтральности водного раствора ($\Sigma_{ан} = \Sigma_{кат}$ в допустимых пределах) и дифференциации количественных значений гидрохимических коэффициентов (rNa^+/rCl^- , Cl^-/Br^- , $rSO_4^{2+} * 100 / rCl^-$) для вод различного генезиса, учитывалось содержание микроэлементов. При отбраковке некорректных результатов химических анализов рассматривалось влияние технических реагентов на изменение состава вод, нарушение щелочно-кислотного равновесия при соляно-кислотной обработке скважин, вскрывающей сульфатсодержащие породы и др. [16].

Общая гидрогеологическая стратификация района исследования

Вопросы вертикальной гидрогеологической стратификации района подробно рассмотрены в работах [1, 2, 9–11, 14], на основании геолого-стратиграфических исследований [17] в разрезе осадочного чехла выделены следующие водоносные комплексы (ВК):

- ордовикско-нижнедевонский терригенно-карбонатный (O-D₁),
- среднедевонско-нижнефранский терригенный (D₂-D_{3f1}),
- верхнефранско-турнейский карбонатный (D_{3f3}-C_{1t}),
- визейско-артинский карбонатный (C_{1v}-P_{1ar}),
- кунгурско-нижнетриасовый терригенный (P_{1k}-T₁),
- мезозойско-кайнозойский терригенный (J-Q).

В статье представлено описание всех ВК, кроме мезозойско-кайнозойского в связи с его недостаточной изученностью.

Выделенные комплексы нередко представлены фрагментарно из-за сложного геолого-тектонического строения региона, сильной дислоцированности отдельных структур, многочисленных разрывных нарушений. Как следствие, гидрохимические условия на разных структурных элементах могут заметно отличаться.

Гидрохимическая характеристика месторождений УВ

Колвинское нефтяное месторождение в тектоническом плане приурочено к Коллависовской ступени Хорейверской впадины. Продуктивными являются верхнеордовикско-нижнедевонский, доманиково-турнейский и верхне-средне-каменноугольно-нижнепермский НГК. В девонских отложениях выявлены три залежи: две в нижнем девоне (D_1 -«основная пачка» и D_1 -«верхняя пачка») и одна в верхнем девоне D_3f_2 [18]. Залежь также открыта в рифовых ассельско-сакмарских отложениях нижней перми (P_{1a-s}).

В разрезе Колвинского месторождения опробованы водоносные горизонты визейско-артинского, верхнефранско-турнейского и ордовикско-нижнедевонского ВК.

Ордовикско-нижнедевонский (O- D_1) терригенно-карбонатный ВК сложен отложениями силура и нижнего девона. Нижнедевонские отложения представлены кавернозными вторичными доломитами овинпармского горизонта (D_{1op}) [19], где обнаружены две пластовые, литологически экранированные, залежи нефти. Здесь отмечается стратиграфическое срезание отложений нижнего девона. Экранирующим флюидоупором для этих залежей служит тиманский горизонт, сложенный глинами и глинистыми доломитами. Силурийские отложения, значительно обогащенные органическим веществом, являются нефтегазоматеринскими для вышележащих горизонтов, характеризуются преимущественно карбонатными разностями трещинно-поровых, кавернозных доломитов и известняков.

Ордовикско-нижнедевонский ВК охарактеризован по пластовым водам овинпармского горизонта нижнего девона и пржидольского яруса верхнего силура (скв. 21, 3745–3760 м, D_{1op} - S_{2p}); опробованы также воды нижнего силура – лландоверийского яруса сандивейской свиты (скв. 5, 4056–4278 м, S_{1sn}), макаринской свиты (скв. 1, 4369–4505 м, S_{1mk}) и филиппьельского горизонта (скв. 1, 6890–6898 м, S_{1fl}). Воды хлоридно-кальциевого типа, имеют высокую минерализацию, возрастающую с глубиной залегания от 208,2 г/дм³ до 222,9 г/дм³, содержат весьма значительные концентрации микроэлементов – брома (750,9–942,1) и йода (6,4–32,4) мг/дм³, характеризуются высокой степенью постдиагенетических преобразований: rNa^+/rCl^- – 0,73–0,77; Cl^-/Br^- – 130–177; $SO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 0,13–0,48. Надо отметить, что в верхних частях ВК содержание сульфат-иона значительно повышено, составляет 2,9–3,7 г/дм³ ($rSO_4 \cdot 100/rCl^- > 1$) при фоновом содержании, не превышающем 1 г/дм³. Это связано, по-

видимому, с влиянием размыва сульфатно-доломитовой пачки сочтемкыртинского горизонта, залегающего над овинпармским (во время этапа погружения осадков нижнего девона). С глубиной залегания ВК все показатели метаморфизации вод четко проявляют себя, указывая на высокую степень закрытости водоносного горизонта: возрастает минерализация, снижаются натрий-хлорный, хлор-бромный и сульфат-хлорный коэффициенты.

Среднедевонско-нижнефранский (D₂-D_{3f1}) терригенный ВК на этом месторождении представлен не в полном объеме, а именно тиманским горизонтом верхнего девона, который является региональной флюидоупорной толщей для нижележащего ВК. Здесь полностью отсутствуют среднедевонские отложения, которые были уничтожены в процессе предверхнедевонского размыва.

Верхнефранско-турнейский (D_{3f3}-C_{1t}) карбонатный ВК представлен глинами турнейского яруса нижнего карбона (C_{1t}), нерасчлененными отложениями (D_{3nm+z1}) верхнефаменского подъяруса джебольского надгоризонта (D_{3zd3}), сложенными тонкозернистыми, органогенно-детритовыми доломитизированными известняками и доломитами, часто глинистыми и сульфатизированными; нижнюю часть ВК слагают глинистые известняки, доломиты и мергели фаменского и верхнефранского подъярусов и порово-трещиноватые нефтенасыщенные известняки среднефранского подъяруса доманикового горизонта (D_{3dm}). К среднефранским отложениям приурочена сводовая, литологически ограниченная рифовая залежь нефти [18].

Водоносный комплекс опробован в скв. 2, 21 в интервале от верхнедевонского до нижнетурнейского яруса нижнего карбона (D_{3zd}-C_{1t1}) и в усть-печорском горизонте верхнего девона (D_{3up}). Пластовые воды, полученные из скв. 21 в интервалах 2860–2831 м и 2831–2860 м (D_{3zd}-C_{1t1}), имеют минерализацию 107,7–108,6 г/дм³, генетические коэффициенты: rNa^+/rCl^- – 0,72–0,75, Cl^-/Br^- – 235–237, однако сульфат-хлорный коэффициент значительно завышен: $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 2,04–27,89. То же самое наблюдается и в пластовых водах усть-печорского горизонта, вскрытых этой же скважиной на глубинах 2903–2908 м, где, несмотря на высокую метаморфизацию вод, содержание сульфат-ионов еще более возросло. Повышенная сульфатная минерализация вод, скорее всего, связана с выщелачиванием джебольских сульфатизированных доломитов сингенетическими седиментационными рассолами хлоридно-натриевого состава. Однако нельзя исключить и техногенный характер роста сульфатности вод при

обработке скважины кислотными реагентами. Поэтому, рассматриваемые воды были отнесены к пластовым условно, выборочно. Другая картина наблюдается в водах устьепечорского горизонта, вскрытых в скв. 2 (2924–2991 м) и скв. 62 (2962–3002 м). Это – пластовые рассолы хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 151,27–171,0 г/дм³, содержанием Br⁻ – 247,31–463,94 мг/дм³ и I⁻ – 11,10–52,88 мг/дм³; генетический профиль вод свидетельствует о достаточно высокой степени метаморфизма: rNa^+/rCl^- – 0,76–0,85, Cl^-/Br^- – 218–251, $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 0,74–0,99.

Визейско-артинский (C_{1v}-P_{1ar}) карбонатный ВК сложен трещинно-поровыми, кавернозными доломитами и известняками, начиная от верхневизейского яруса нижнего карбона до артинского яруса нижней перми. Здесь в биогермных известняках ассельско-сакмарского ярусов открыта залежь нефти.

Воды визейско-артинского ВК, опробованные в скв. 21 в интервалах 2308–2290 м (P_{1ar}-C₃) и 2567–2572 м (C_{1s1}) имеют минерализацию, изменяющуюся в пределах 106,1–122,7 г/дм³. Генетические коэффициенты свидетельствуют о высокой метаморфизации вод: rNa^+/rCl^- – 0,73–0,76; Cl^-/Br^- – 247–251, $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 0,34–1,93. Содержание брома в водах – 278,23–306,48 мг/дм³, йода – 12,69–15,86 мг/дм³. С увеличением возраста водовмещающих пород и глубиной их залегания минерализация вод увеличивается. Так, в скв. 11, 20 в интервалах 2720–2763 м и 2820–2790 м (C_{1v}-C_{1t}) получены воды с минерализацией 136,9–167,9 г/дм³ хлоридно-кальциевого типа с содержанием брома 327,07–428,01 мг/дм³, йода – 1,27–22,21 мг/дм³; они высоко метаморфизованы: rNa^+/rCl^- – 0,75–0,76; Cl^-/Br^- – 240–257, $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 0,83–2,06. Отмеченные превышения сульфатов связаны, скорее всего, с природными процессами растворения ангидритов, гипсов кунгурской свиты.

Кунгурско-нижнетриасовый (P_{1k}-T₁) терригенный ВК на Колвинском месторождении не был опробован. Однако следует отметить, что кунгурская толща нижней перми, представленная ангидритами и гипсами с переслаиванием глин, алевролитов, песчаников, является региональной флюидоупорной толщей для нижезалегающего визейско-артинского ВК.

В целом, в рассмотренных водоносных комплексах на Колвинском нефтяном месторождении отмечается нормальный гидрохимический разрез: увеличение минерализации, снижение значений натрий-хлорного, хлор-бромного и сульфат-хлорного коэффициентов в пластовых водах с глубиной погружения (рис. 2).

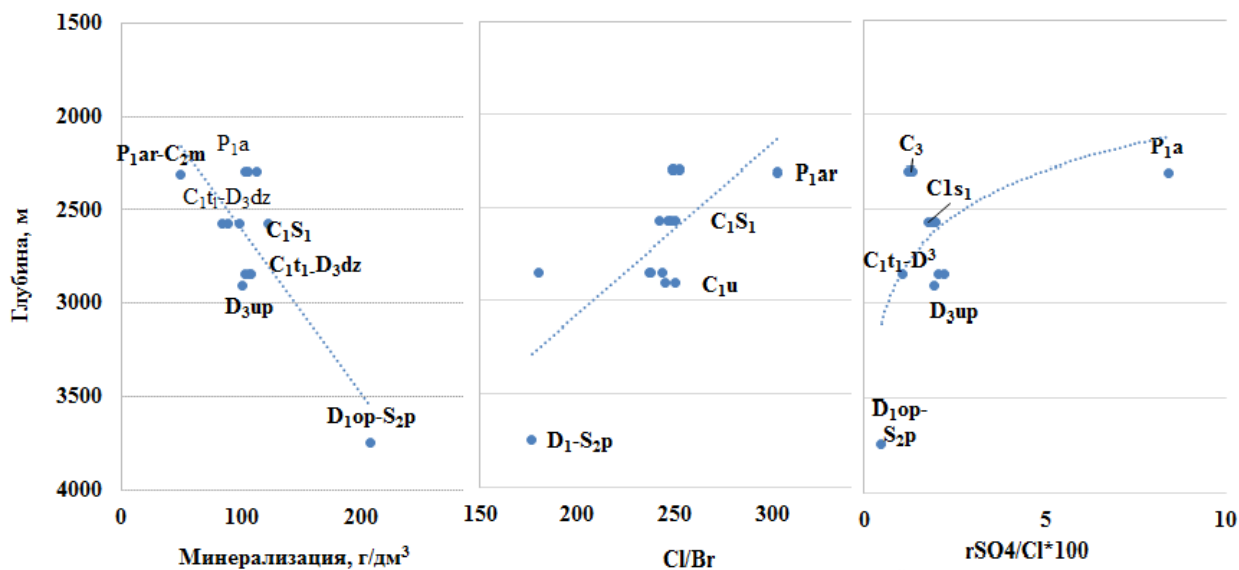


Рис. 2. Колвинское нефтяное месторождение (скв. 21); изменение минерализации, хлор-бромного и сульфат-хлорного коэффициентов с глубиной погружения водоносных комплексов

Среднемакарихинское нефтяное месторождение – одно из крупнейших месторождений Хорейверской впадины – расположено в ее юго-восточной части, в пределах Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны. Залежи нефти здесь приурочены к карбонатным отложениям верхнего карбона, нижнего силура и к доломитовой толще верхнего ордовика [20]. В разрезе Среднемакарихинского месторождения опробованы отдельные водоносные горизонты ордовикско-нижнедевонского, визейско-артинского и кунгурско-нижнетриасового ВК.

Ордовикско-нижнедевонский (О-D₁) терригенно-карбонатный ВК представлен горизонтами:

- а) хореймусюрской свиты нижнего ордовика и маломакарихинского горизонта среднего ордовика (O₁hm-O₂mlm),
- б) мукерской и баганской свит верхнего ордовика (O₃mk-O₃bg),
- в) джагальской свиты (S₁dz), филиппьельского горизонта лландоверийского яруса и седьельского горизонта венлокского яруса нижнего силура (S₁sd-S₁fl).

Водовмещающими породами хореймусюрской свиты нижнего ордовика и маломакарихинского горизонта среднего ордовика являются красноцветные терригенные песчаники, аргиллиты и алевролиты, трансгрессивно залегающие на кембрийском основании фундамента. Они согласно перекрываются песчаниками, мелкозернистыми доломитами и доломитизированными известняками среднего ордовика.

Пластовые воды этих горизонтов (скв. 12, 4360–4505 м, O₁hm-O₂mlm) представляют собой высокоминерализованные рассолы (193,7 г/дм³) хлоридно-кальциевого типа, содержат значительные концентрации микроэлементов: Br⁻ – 1027,0 мг/дм³, I⁻ = 22,42 мг/дм³. Высокая закрытость недр находит отражение в значениях гидрохимических коэффициентов: rNa^+/rCl^- – 0,35; Cl^-/Br^- – 118; $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 0,20.

Водоносные горизонты верхнего ордовика содержатся в карбонатных толщах баганской и мукерской свит, представленных кавернозно-трещиновато-поровыми доломитами; здесь открыта промышленная залежь нефти. Сверху разрез ордовика замыкает толща плотных терригенных сульфатно-карбонатных пород хорейверской (солюкинской свиты), которая служит надежной крышкой залежи нефти.

Гидрохимические показатели вод верхнего ордовика свидетельствуют о благоприятных (гидродинамически закрытых) условиях: rNa^+/rCl^- – 0,49, Cl^-/Br^- – 164; содержание Br⁻ – 366,6 мг/дм³, I⁻ – 3,70 мг/дм³ (скв. 22, 4354–4407 м). Но при этом минерализация вод оказывается сравнительно низкой – 105,7 г/дм³. По аналогии с другими геологическими регионами [21, 22], опресняющее влияние могут оказывать процессы элизии, поскольку солюционные воды нефтяных месторождений обладают пониженной минерализацией [23].

Граница между водоносными горизонтами верхнего ордовика и нижнего силура отмечается сменой флюидоупорных массивно-слоистых пород хорейверской (салюкинской) свиты тонкослоистыми доломитами джагальского горизонта нижнего силура.

Водоносные горизонты нижнесилурийских отложений вскрыты большинством скважин (1, 7–11, 19, 21, 22) в отложениях лландоверийского и венлюкского ярусов. Водовмещающими породами джагальского горизонта (S₁dz) лландоверийского яруса являются первичные доломиты с примесью терригенного материала и постседиментационные доломиты, в которых фиксируются процессы окремнения и сульфатизации. Коллекторами вод филипппельского горизонта лландоверийского яруса и седельского горизонта венлюкского яруса нижнего силура (S₁sd-S₁fl) служат толщи чередующихся известняков с вторичными и седиментационными пористо-кавернозными, сульфатизированными доломитами.

Пластовые воды, вскрытые в этих горизонтах, представляют собой рассолы с минерализацией 159,6–186,9 г/дм³ (скв. 1, 3150–3190 м, S₁dz; скв. 7, 3111–3276 м, S₁dz;

скв. 15, 3168–3178 м, S_{1dz} ; скв. 21, 3121–3161 м, $S_{1dz}-S_{1fl}$). Отмечено высокое содержание ионов брома и йода (659,3 и 9,3 мг/дм³). Натрий-хлорный коэффициент составляет 0,72–0,74, хлор-бромный – 170–182, сульфат-хлорный – 0,44–0,58. Все гидрохимические параметры подтверждают значительные постседиментационные преобразования вод, указывающие на положительные прогнозные оценки сохранения залежей УВ.

Визейско-артинский ($C_{1V}-P_{1ar}$) карбонатный ВК сложен карбонатными породами, преимущественно детритовыми известняками нижнего, среднего и верхнего отделов каменноугольной системы и нижнепермскими нерасчлененными отложениями ассельско-сакмарского ярусов, сложенных органогенно-детритовыми биоморфными известняками с прослоями глинистых аргиллитов. Отложения визейского яруса (окский надгоризонт) залегают с размывом на нижнефаменских отложениях верхнего девона. Тарусско-стешевский и протвинский горизонты серпуховского яруса представлены сульфатсодержащими породами – ангидритами и органогенно-обломочными известняками. Среднекаменноугольные отложения в составе башкирского и московского ярусов представлены органогенно-детритовыми, водорослевыми известняками. Верхнекаменноугольные отложения, сложенные детритово-биоморфными известняками, местами отличаются кавернозностью и нефтенасыщенностью. В этих отложениях установлена непромышленная залежь нефти.

Визейско-артинский ВК опробован в скв. 7. Воды получены из визейского и серпуховского ярусов нижнего карбона (C_{1V2} , C_{1S1} , C_{1S2}) и башкирского яруса верхнего карбона (C_{2b}). Результаты опробования не позволяют сделать конкретные выводы о гидрохимических условиях. Воды сульфатно-натриевого или хлоридно-магниевого типа имеют практически одинаковую низкую минерализацию (9,2–10,2 г/дм³), мизерное или полное отсутствие микроэлементов. Повышенный сульфат-хлорный коэффициент указывает на вмешательство техногенных воздействий, связанных с проведением геолого-технических мероприятий. Но в скв. 1 опробован московский горизонт среднего карбона (C_{2m} , 1808–1872 м). Здесь минерализация вод, отобранных из пластов биоморфно-детритовых известняков, составляет 90,4–91,2 г/дм³, содержание брома 203,60–205,10 мг/дм³, йода – 10,31–10,58 мг/дм³; rNa^+/rCl^- – 0,72–0,73; Cl^-/Br^- – 271–274; $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 0,34–0,61), что свидетельствует о седиментационном генезисе пластовых вод и благоприятных условиях сохранения скоплений углеводородов. Тип вод хлоридно-кальциевый.

Кунгурско-нижнетриасовый (Р_{1к}-Т₁) терригенный ВК сложен в верхней части разреза отложениями харлейской и чаркабожской свит, представленной глинами с красноцветными песчаниками и толщей полимиктовых песчаников с включениями окислов железа и титана. Ниже залегают верхнепермские отложения, сложенные переслаиванием глинистых песчаников, алевролитовых глин с прослоями углистых пластов, аргиллитов и линзами витринита.

Кунгурско-нижнетриасовый ВК опробован лишь в одном интервале нижнего триаса (567–685 м, Т_{1hr}-Т_{1cb}) харлейской-чаркабожской свиты (скв. 7). Водовмещающие породы характеризуются переслаиванием конгломератовидных песчаников, слоистых слюдястых алевролитов и алевролитистых глин. Воды имеют минерализацию 96,4–109,7 г/дм³, хлоридно-кальциевый тип, содержание брома – 186,21–295,72 мг/дм³ при полном отсутствии йода или незначительном его содержании – 1,48 мг/дм³. Метаморфизация подтверждается значениями натрий-хлорного (0,73–0,75) и хлор-бромного (210–219) коэффициентов, хотя в заметном количестве присутствуют сульфаты (2777,4 мг/дм³), что возможно имеет техногенную природу, связанную с активным использованием соляно-кислотных обработок скважин [24].

Обобщая полученные результаты, можно отметить, что в пластовых водах Среднемакарихинского месторождения с глубиной погружения водоносных горизонтов возрастают минерализация и содержание микроэлементов (Br⁻, I⁻), снижаются значения натрий-хлорного, хлор-бромного и сульфат-хлорного коэффициентов (рис. 3).

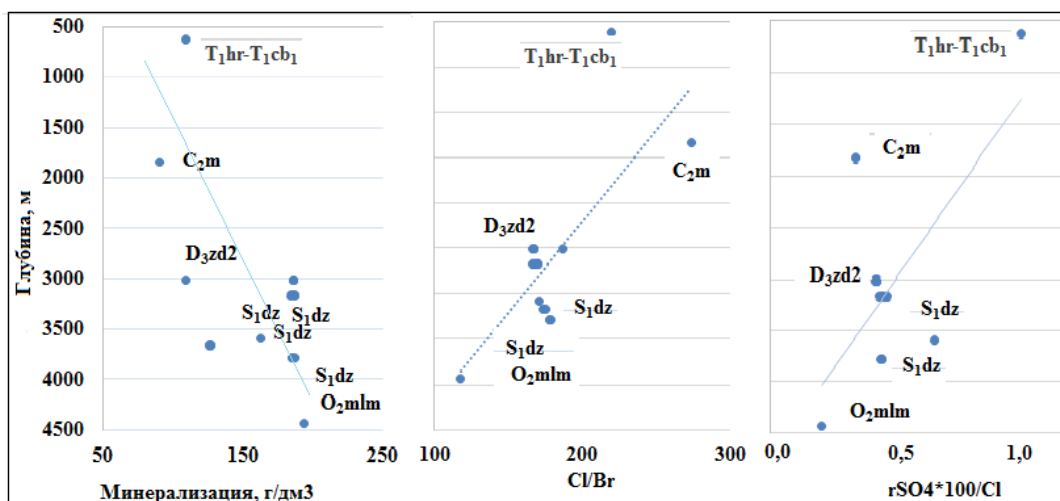


Рис. 3. Среднемакарихинское месторождение нефти (скважины 1, 7, 12, 19, 21, 22); изменение минерализации, хлор-бромного и сульфат-хлорного коэффициентов с глубиной погружения водоносных комплексов

Кочмесское нефтяное месторождение расположено на Кочмесской ступени в юго-западной части Косью-Роговской впадины Предуральского краевого прогиба. На месторождении открыты две залежи нефти – в нижнепермских (P_{1ar}) и среднекаменноугольных (C₂) карбонатных отложениях [20]. Непромышленные притоки газа получены из среднеордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК, притоки нефти – из доманиково-турнейского карбонатного НГК.

На месторождении выделяются все региональные водоносные комплексы (от ордовика до триаса). Гидрохимическая характеристика приводится только для трех из них, так как в верхнефранско-турнейском карбонатном и среднедевонско-нижнефранском терригенном ВК гидрогеологические исследования не проводились.

Ордовикско-нижнедевонский (O-D₁) терригенно-карбонатный ВК опробован на Кочмесской площади в отложениях сотчемкыртинского горизонта лохковского яруса нижнего девона и малотавротинского горизонта верхнего ордовика – D_{1sk}-O_{3mt} (скв. 3, 3679–5629 м), скв. 5 (3819–6115 м), а также в отложениях усть-зыбского горизонта верхнего ордовика – O_{3uz} (скв. 6, 5572–6069 м). Слагает ВК мощная сульфатно-галогенная толща с включениями чистого крупнозернистого галита.

Из межсолевых отложений получены фонтанирующие притоки воды с метановым газом и высоким содержанием H₂S (скв. 3) [25]. Рассолы с минерализацией 309,9–342,2 г/дм³ из скв. 5 и 6 отличаются весьма высоким содержанием брома – 530,7–1092,2 мг/дм³, йода – значительно меньше – 0,0–29,30 мг/дм³. Генетические коэффициенты (r_{Na^+}/r_{Cl^-} – 0,57–0,60; Cl^-/Br^- – 189–191; $r_{SO_4^{2-}} \cdot 100/r_{Cl^-}$ – 0,05–0,07) свидетельствуют о значительной метаморфизации вод, указывают на хорошую закрытость и застойный режим. Учитывая период крупной регрессии морского бассейна в верхнеордовикское время, можно считать, что полученные рассолы являются продуктом постдиагенетических преобразований захороненных морских вод, прошедших галитовую стадию сгущения. Эти данные говорят о том, что в самой толще ордовикско-нижнедевонского ВК существуют достаточно благоприятные гидрохимические условия для консервации скоплений УВ, что повышает перспективность прогнозной оценки обнаружения залежей древних нефтей в подсолевом интервале разреза.

Визейско-артинский (C_{1v}-P_{1ar}) карбонатный ВК сложен карбонатными рифогенными постройками артинско-ассельского, средне- и верхнекаменноугольного ярусов. Толщи рифовых массивов являются основными продуктивными горизонтами.

Некоторые из них отделены друг от друга глинистыми пластами, которые могут служить локальными водоупорами [26]. Верхней региональной флюидоупорной толщей являются глинисто-терригенные породы кунгурского яруса.

При опробовании артинского горизонта, сложенного кремнисто-терригенными карбонатными породами, получены воды с минерализацией 9,1–10,5 г/дм³ гидрокарбонатно-натриевого, иногда сульфатно-натриевого или хлоридно-магниевого типов (скв. 11, 1594–1643 м, P_{1ar}) и (скв. 13, 1690–1749 м, P_{1ar}); среднее содержание брома колеблется в пределах 7,57–10,23 мг/дм³ и йода – 1,27–2,33 мг/дм³, хотя отмечены и более низкие значения микроэлементов. Гидрохимические коэффициенты (rNa^+/rCl^- – 0,90–1,02; Cl^-/Br^- – 486–1236; $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 1,79–24,82) указывают на характерные черты инфильтрационного воздействия. Не исключается и техногенный характер их проявления, связанный с влиянием недостаточной откачки пресной технической воды в период испытания скважин [18]. Но, учитывая сложность структуры органогенных построек нижнепермских карбонатных коллекторов, можно полагать, что в замкнутых пустотных пространствах существуют условия застойного режима, благоприятного для сохранения залежей углеводородов. Об этом свидетельствует повышение минерализации вод в биогермных кавернозно-поровых коллекторах ассельского горизонта до 24,9 г/дм³ с содержанием брома – до 37,25 мг/дм³ и йода – до 8,03 мг/дм³ (скв. 11, 1764–1855 м, P_{1a}), реже – в водах артинского горизонта (скв. 3, 1600–1677 м, P_{1ar}), где отмечена первичная седиментационная пористость [27, 28], а содержание брома достигает 41,48 мг/дм³. Изменяются и типы вод – от гидрокарбонатно-натриевых и сульфатно-натриевых до хлоридно-кальциевых. В водах ниже- и среднекаменноугольных горизонтов минерализация колеблется от 6,97 г/дм³ (скв. 12, 2183–2238 м, C_{1S2}) до 13,74 г/дм³ (скв. 17, 2713–2770 м, C_{1V1}). Гидрохимические коэффициенты говорят о разбавлении пластовых вод пресными техническими и составляют: rNa^+/rCl^- – 0,89–1,37; Cl^-/Br^- – 510–714; $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 6,13–29,94), но начальный седиментационный генезис пластовых вод подтверждается высокой минерализацией до 64,6 г/дм³ и присутствием заметных содержаний микроэлементов (брома – 51,21 мг/дм³, йода – 7,40 мг/дм³) в отдельных пробах нижнесерпуховского горизонта (скв. 25, 3435–3510 м). В целом, в визейско-артинском ВК проявляется мозаичность гидрохимических условий, обусловленная как процессами выщелачивания за счет дефицита насыщения вод карбонатами и сульфатами, так и процессами коагуляции порово-трещинного

пространства при выпадении этих солей из раствора [29]. Такая гидрохимическая обстановка, по-видимому, вызвана избирательностью путей продвижения инфильтрационных вод по системе взаимосвязанных и разновеликих по объему и протяженности трещин и поровых пустот эпигенетической природы.

Кунгурско-нижнетриасовый (P_{1k} - T_1) терригенный ВК представлен в полном объеме переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников с прослоями гравелитов и конгломератов. Комплекс опробован в скв. 106 в казанском (442–448 м, P_{2kz}), уфимском (610–640 м, P_{2u}) горизонтах верхней перми и, частично, кунгурском (964–965 м, P_{2u} - P_{1k}) нижнепермском горизонте. Воды имеют невысокую минерализацию (6,8–6,9 г/дм³), содержание брома – 0,0–10,66 мг/дм³, йод отсутствует, тип вод гидрокарбонатно-натриевый, натрий-хлорный коэффициент – 1,13–1,80, хлор-бромный – 280–283, сульфат-хлорный – 0,28–2,53. Отнести такие воды к пластовым не представляется возможным, так как качество опробования вызывает сомнение (необычно высокая величина рН = 12,1 при содержании гидрокарбонат-ионов – 1342 мг/дм³ и др.), что указывает на техногенное загрязнение. Вода, полученная из скв. 25 (1177–1188, P_{2kz}), имеет минерализацию 3,10 г/дм³, слабощелочную реакцию (рН – 8,0), гидрокарбонатно-натриевый тип, содержание брома – 14,92 мг/дм³, йода – 1,06 мг/дм³; rNa^+/rCl^- – 1,23; Cl^-/Br^- – 100; $rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$ – 9,23. Все эти показатели свидетельствуют о внешнем влиянии инфильтрационных вод, ухудшении условий для сохранения залежей углеводородов.

Анализируя материалы исследования гидрогеологических условий Кочмесского месторождения нефти, можно видеть, что в разрезе водоносных комплексов наблюдается вертикальная гидрохимическая зональность (рис. 4).

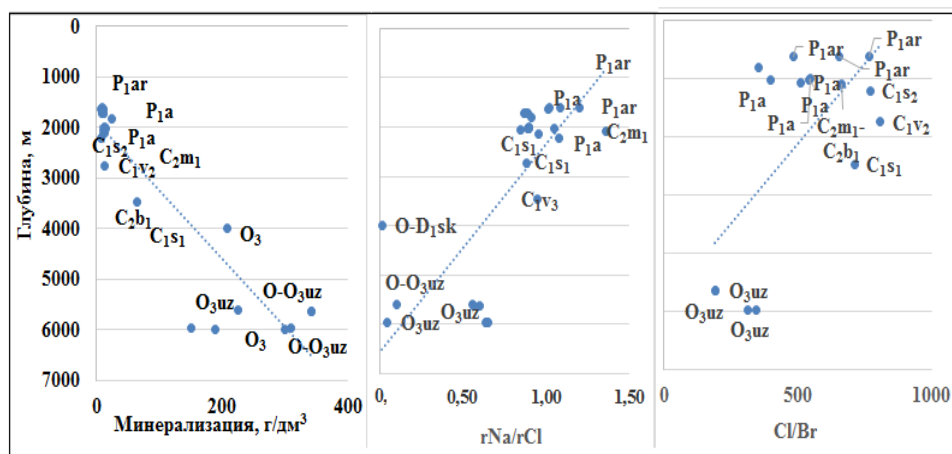


Рис. 4. Кочмесское месторождение нефти (скважины 3, 5, 6, 12, 13, 14, 19, 25); изменение минерализации, натрий-хлорного и хлор-бромного коэффициентов с глубиной погружения водоносных комплексов

Обобщение гидрохимических данных позволяет определить количественные значения критериев благоприятного гидрогеологического прогноза, что должно быть учтено при поисках нефти и газа на близлежащих структурах в интервале от ордовика до нижнего триаса включительно (таблица).

Таблица

Выборочные гидрохимические критерии рассмотренных водоносных комплексов района исследований

Гидрохимические показатели	Хорейверская впадина, по данным опробования ВК на месторождениях:		Косью-Роговская впадина, по данным опробования ВК на месторождении:
	Колвинское	Средне-Макарихинское	Кочмесское
Ордовикско-нижнедевонский терригенно-карбонатный ВК (O-D₁)			
Минерализация, г/дм ³	208,2-222,9	105,7-193,7	309,0-342,2
rNa^+/rCl^-	0,73-0,77	0,49-0,75	0,57-0,60
Cl^-/Br^-	130-177	118-219	189-191
$rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$	0,13-0,48	0,07-0,58	0,05-0,07
Тип воды	ХК	ХК	ХК
Верхнефранско-турнейский карбонатный ВК (D_{3f3}-C_{1t})			
Минерализация, /дм ³	151,27-171,0	нет опробования	нет опробования
rNa^+/rCl^-	0,76-0,85		
Cl^-/Br^-	218-251		
$rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$	0,74-0,99		
Тип воды	ХК		
Визейско-артинский карбонатный ВК (C_{1v}-P_{1ar})			
Минерализация, г/дм ³	106,1-167,9	90,4-91,2	9,1-64,6
rNa^+/rCl^-	0,73-0,76	0,72-0,73	0,87-1,37
Cl^-/Br^-	247-257	271-274	353-510
$rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$	0,34-2,06	0,34-0,61	6,13-29,4
Тип воды	ХК	ХК, ХМ	ХК, СН, ГКН
Кунгурско-нижнетриасовый терригенный ВК (P_{1k}-T₁)			
Минерализация, г/дм ³	нет опробования	96,4-109,7	6,8-8,9
rNa^+/rCl^-		0,73-0,75	1,13-1,80
Cl^-/Br^-		210-219	280-283
$rSO_4^{2-} \cdot 100/rCl^-$		0,6-3,16	0,28-2,53
Тип воды		ХК	ХК, ГКН, СН, ХМ

Как видно из таблицы, для ордовикско-нижнедевонского и верхнефранско-турнейского ВК в целом характерны условия застойного водообмена, что благоприятно

для сохранения скоплений УВ. Для вышележащих ВК отмечается переход от элизионного к инфильтрационному режиму.

Для визейско-артинского ВК такой переход фиксируется сменой типов вод от хлоридно-кальциевого (Колвинская, Среднемакарихинская площади) до сульфатно-натриевого, гидрокарбонатно-натриевого (Кочмесская площадь); в этом же направлении снижается минерализация, возрастают натрий-хлорный, хлор-бромный коэффициенты, уменьшается содержание микрокомпонентов. Для Кочмесской площади (в отличие от двух других) характерен большой разброс значений гидрохимических параметров, что косвенно подтверждает частичную гидродинамическую открытость пластовой системы. Как известно, в таких условиях происходит гидродинамическое экранирование неструктурных залежей [30, 31].

Выводы:

1. Гидрохимические параметры пластовых вод ордовикско-нижнедевонского (O-D₁) ВК – высокая минерализация, хлоридно-кальциевый тип и характерные для продуктивных структур значения генетических коэффициентов – свидетельствуют о повсеместной гидродинамической закрытости гидрогеологической системы, что повышает перспективы обнаружения залежей УВ рассматриваемого региона, в том числе и не охваченного бурением подсолевого разреза Кочмесской площади.

2. Верхнефранско-турнейский (D_{3f3}-C_{1t}) ВК охарактеризован только по одной Колвинской площади; это не позволяет оценить гидрохимические условия применительно ко всей изучаемой территории. Однако можно видеть, что на Колвависовской ступени в этом ВК продолжает сохраняться застойный гидродинамический режим, благоприятный для формирования и сохранения скоплений углеводородов. Для суждения о гидрогеологической обстановке процессов нефтегазонакопления в Косью-Роговской впадине необходимо проведение дополнительных исследований пластовых вод.

3. В визейско-артинском (C_{1v}-P_{1ar}) ВК на рассматриваемой территории наблюдается формирование переходной зоны от элизионного к инфильтрационному гидродинамическому режиму в юго-восточном направлении от Колвависовской ступени и Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны к Кочмесскому поднятию Косью-Роговской впадины. Это выражено снижением минерализации, изменением типов вод и основных генетических показателей, указывающих на процессы инфильтрации. Но, несмотря на трансформацию гидрохимической обстановки, следует отметить, что на

Кочмесской площади в замкнутых пространствах сложных построек карбонатных коллекторов могут существовать условия, благоприятные для сохранения залежей УВ. Это фиксируется при опробовании единичных скважин проявлением повышенной минерализации, хлоридно-кальциевым типом вод, значениями гидрохимических параметров, указывающих на застойный гидродинамический режим. Подобные гидрохимические условия могут способствовать формированию неструктурных залежей углеводородов.

4. Кунгурско-нижнетриасовый (P₁k-T₁) ВК, охарактеризованный по данным Среднемакарихинской площади, позволяет отметить, что в пределах Коллависовской ступени сохраняются гидрохимические черты элизионного режима, благоприятного для нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Гидрохимическая обстановка Косью-Роговской впадины (Кочмесская площадь), напротив, характерна для инфильтрационного режима, при котором вероятность сохранности залежей УВ может быть снижена.

Авторы считают необходимым подчеркнуть, что прогноз носит предварительный характер, основанный на единичных данных, и требует детализации путем получения новой достоверной гидрогеологической информации.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).

Литература

1. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1963. 352 с.
2. Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986. 244 с.
3. Корценштейн В.Н. Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. М.: Недра, 1977. 247 с.
4. Капченко Л.Н. Образование доломитовых пород ордовика и силура юга Хорейверской впадины в аспекте эволюции их коллекторских свойств // Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорской провинции и Баренцевом море: Тез. докл. Междунар. конф. СПб.: ВНИГРИ, 1994. С. 73.

5. *Кремс А.Я.* Основные черты геологического строения Тимано-Печорской провинции и перспективы поисков богатых залежей газа и нефти // Геология нефти и газа. 1958. № 10. С. 1–9.
6. *Барс Е.А., Титкова С.Н.* Гидрогеологические закономерности размещения и сохранения залежей углеводородов в южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Труды ИГиРГИ. 1978. Вып. 16. С. 136–144.
7. *Кротова В.А.* Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений. Л.: Гостоптехиздат. 1962. 330 с.
8. *Климанова Н.А.* Палеогидродинамические условия формирования и размещения залежей нефти и газа Западно-Сибирского Приуралья: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: ИГиРГИ, 1977. 19 с.
9. *Невская Н.М.* Гидрогеология артезианских бассейнов Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Л.: ВНИГРИ, 1973. 25 с.
10. *Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М.* Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта: ТЦ НИЦ, 2003. 298 с.
11. *Зытнер Ю.И., Чибисова В.С.* Гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности северных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология: Теория и практика. 2013. Т. 8, № 3. С. 1–19.
12. *Лысенин Г.П., Карлюк Е.Ф., Леухина О.И.* Гидрогеологические условия газоносности Верхнепечорской впадины // Гидрогеологические особенности газовых и газоконденсатных месторождений в связи с условиями их активного обводнения: Сб. науч. трудов. М.: ВНИИГАЗ, 1989. С. 141–149.
13. *Хитров А.М., Колоколова И.В., Попова М.Н.* Покрышки залежей углеводородов и оценки ресурсного потенциала Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция: перспективы освоения: Материалы II международной конференции. М., 2012. 2 с.
14. *Овчарова Т.А.* Гидрогеологические критерии перспектив нефтегазоносности: Методические указания для студентов. Ухта: УГТУ, 2013. 20 с.
15. *Богацкий В.В., Галкина Л.В., Довжикова Е.Г.* и др. Тимано-Печорский седиментационный бассейн (объяснительная записка к «Атласу геологических карт, 2000»). Ухта: ТП НИЦ, 2002. 122 стр.

16. *Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н.* Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде // Современные проблемы науки и образования. 2011. № 4. С. 68. <https://www.science-education.ru/pdf/2011/4/24.pdf> (Дата обращения 26.09.2019).

17. *Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В.* и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. СПб.: Реноме, 2011. 286 с.

18. *Никонов Н.И., Неудачин Д.Ю., Ильин В.В., Николаев М.Н., Утопленников В.К.* Перспективы нефтеносности Цильегорской депрессии и прилегающих территорий // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10, № 1. https://doi.org/10.17353/2070-5379/5_2015

19. *Сивальнева О.В.* Реконструкция условий формирования и закономерности пространственного распределения пород-коллекторов нижнедевонских нефтегазоносных отложений северо-восточной части Хорейверской впадины: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: РГУ нефти и газа, 2016. 27 с.

20. *Рассохин Г.В., Спиридонов Ю.А., Цхадая Н.Д.* и др. Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы. Ухта: УГТУ, 1999. 1062 с.

21. *Ходжакулиев Я.А., Абукова Л.А.* Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1985. 209 с.

22. *Матусевич В.М., Ковяткина Л.А.* Нефтегазовая гидрогеология: Учебное пособие. В 2 ч. Ч. 1. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии. Тюмень: Вектор Бук, 2010. 116 с.

23. *Колодий В.В.* Подземные конденсационные и солюционные воды газовых и нефтяных месторождений. Киев: Наукова думка, 1975. 121 с.

24. *Березовский Д. А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С.* Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения. 2019. Т. 2. Разработка нефтяных и газовых месторождений. С. 30–38. <http://id-yug.com/index.php/ru/bulatovread/bulatov2017/2017-v2?id=522> (Дата обращения 26.09.2019).

25. *Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П.* Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 1. С. 13–23. <https://doi.org/10.18599/grs.18.1.3>

26. Терентьев С.Э., Богданов Б.П., Куваев И.В., Федотов А.Л. Особенности строения и нефтегазоносности нижнепермских отложений Кочмесской площади // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7, № 1. http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2012.pdf (Дата обращения 26.09.2019).

27. Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э. Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9, № 3. https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2014

28. Танинская Н.В., Кляжников Д.В., Грислина М.Н. и др. Влияние процессов литогенеза на формирование коллекторов в нижнепермских отложениях Кочмесского месторождения Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12, № 2. https://doi.org/10.17353/2070-5379/19_2017

29. Деля С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А., Попов С.Н., Воронцова И.В. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 10. С. 34–41.

30. Абукова Л.А., Карцев А.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отечественная геология. 1999. № 2. С. 11–16.

31. Плотников А.А. Геофлюидодинамика газа. М.: ВНИИГАЗ, 2002. 273 с.

Hydrochemical characteristics of the Kolvinsk, Middle Makarikha and Kochmes hydrocarbon deposits (Timan-Pechora oil and gas province)

O.P. Abramova*, I.V. Kolokolova, M.E. Seliverstova

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: *abramova_olga@bk.ru

Abstract. The paper discusses the results of studying the patterns of distribution of hydrochemical indicators characterizing the features of the aquiferous complexes of the Kolvavisov step and Makarikha-Salyukin anticlinal zone of the Khoreyver depression and the Kochmes step of the Kosyu-Rogovsk depression based on the materials of individual deposits. Features of hydrochemical conditions of separate structural elements and their role in formation and preservation of hydrocarbon deposits are shown.

Keywords: hydrochemistry, formation waters, oil and gas content, water genesis, Elysium regime, infiltration regime, non-structural deposits.

Citation: Abramova O.P., Kolokolova I.V., Seliverstova M.E. Hydrochemical characteristics of the Kolvinsk, Middle Makarikha and Kochmes hydrocarbon deposits (Timan-Pechora oil and gas province) // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 3(26). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art14> (In Russ.)

References

1. *Kartsev A.A.* Hydrogeology of oil and gas fields. Moscow: Gostoptekhizdat, 1963. 352 p. (In Russ.).
2. *Kartsev A.A., Vagin S.B., Matusevich V.M.* Hydrogeology of oil and gas basins. Moscow: Nedra, 1986. 244 p. (In Russ.).
3. *Kortsenstein V.N.* Water systems of the largest gas and gas condensate fields of the USSR. Moscow: Nedra, 1977. 247 p. (In Russ.).
4. *Kapchenko L.N.* Formation of the Ordovician and Silurian dolomite rocks of the south of the Khoreyver depression in the aspect of the evolution of their reservoir properties // Prospecting, exploration and production of oil and gas in the Timan-Pechora province and the Barents Sea: Abstracts of the International conference. St. Petersburg: VNIGRI, 1994. P. 73. (In Russ.).
5. *Krems A.Ya.* The main features of the geological structure of the Timan-Pechora province and the prospects of exploration of rich gas and oil deposits // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1958. No. 10. P. 1–9. (In Russ.).

6. *Bars E.A., Titkova S.N.* Hydrogeological patterns of placement and conservation of hydrocarbon deposits in the southern part of the Timan-Pechora oil and gas basin // Proceedings of IGI RGI. Iss. 16, 1978. P. 136–144. (In Russ.).
7. *Krotova V.A.* Hydrogeological factors in the formation of oil fields. Leningrad: Gostoptekhizdat. 1962. 330 p. (In Russ.).
8. *Klimanova H.A.* Paleohydrodynamic conditions for the formation and placement of oil and gas deposits in the northwestern Ural: Synopsis of PhD thesis. Moscow: IGI RGI, 1977. 19 p. (In Russ.).
9. *Nevskaya N.M.* Hydrogeology of artesian basins of the Timan-Pechora province in connection with the prospects of oil and gas: Synopsis of PhD thesis. Leningrad: VNIGRI, 1973. 25 p. (In Russ.).
10. *Danilevsky S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M.* Geofluidal systems of the Timan-Pechora province. Ukhta: TP SRC, 2003. 298 p. (In Russ.).
11. *Zytner Yu.I., Chibisova V.S.* Hydrogeological criteria for forecasting oil and gas potential in the northern regions of the Timan-Pechora oil and gas province // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2013. Vol. 8, No. 3. P. 1–19. (In Russ.).
12. *Lysenin, G.P., Karpyuk E.F., Leukhina O.I.* Hydrogeological conditions of gas content of the Verkhnepechorsky Depression // Hydrogeological features of gas and gas condensate fields in connection with the terms of their active watering: Collected papers. Moscow: VNIIGAZ, 1989. P. 141–149. (In Russ.).
13. *Khitrov A.M., Kolokolova I.V., Popova M.N.* Caprocks of hydrocarbon deposits and resource potential assessment of the Timan-Pechora oil and gas province // Timan-Pechora oil and gas province: development prospects: Proceedings of the 2nd International conference. Moscow, 2012. 2 p. (In Russ.).
14. *Ovcharova T.A.* Hydrogeological criteria for oil and gas prospects: Methodical instructions for students. Ukhta: USTU, 2013. 20 p. (In Russ.).
15. *Bogatsky V.V., Galkina L.V., Dobrikova E.G.* at al. Timan-Pechora sedimentation basin (explanatory note to the «Atlas of geological maps, 2000»). Ukhta: TP SRC, 2002. 122 p. (In Russ.).
16. *Abramova O.P., Abukova L.A., Popov S.N.* Problems of increasing reliability of computer models natural and man-made scaling in the geological environment // Modern

Problems of Science and Education. 2011. No. 4. P. 68. <https://www.science-education.ru/pdf/2011/4/24.pdf> (Accessed on 26.09.2019) (In Russ.).

17. *Teplov E. L., Kostygova P.K., Larionova Z.V.* et al. Natural reservoirs of oil and gas complexes of the Timan-Pechora province. St. Petersburg: Renome, 2011. 286 p. (In Russ.).

18. *Nikonov N.I., Neudachin D.Yu., Ilyin V.V., Nikolaev M.N., Utoplennikov V.K.* Petroleum potential prospects of Tsil'egorsk depression and adjacent areas // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. https://doi.org/10.17353/2070-5379/5_2015 (In Russ.).

19. *Sivalneva O.V.* Reconstruction of conditions of formation and regularities of spatial distribution of reservoir rocks of the Lower Devonian oil and gas deposits of the northeastern part of Khoreyver depression: Synopsis of PhD thesis. Moscow: Gubkin University, 2016. 27 p. (In Russ.).

20. *Rassokhin G.V., Spiridonov Yu.A., Tskhadaya N.D.* et al. Oil and gas potential and geological and geophysical study of the Timan-Pechora province: history, current state, prospects. Ukhta: USTU, 1999. P. 844–863. (In Russ.).

21. *Khodzhakuliev Ya.A., Abukova L.A.* Paleohydrogeological studies in oil and gas prospecting. Moscow: Nedra, 1985. 209 p. (In Russ.).

22. *Matusevich V.M., Khovyatkina L.A.* Oil and gas hydrogeology: Textbook. In 2 parts. Part 1. Theoretical foundations of oil and gas hydrogeology. Tyumen: Vector Book, 2010. 116 p. (In Russ.).

23. *Kolody V.V.* Underground condensation and solutational waters of gas and oil fields. Kiev: Naukova Dumka, 1975. 121 p. (In Russ.).

24. *Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S.* Analysis of hydrochloric acid treatment of wells at the Sredne-Makarikhinsky field // *Bulatov Readings*. 2019. Vol. 2. Development of oil and gas fields. P. 30–38. <http://id-yug.com/index.php/ru/bulatovread/bulatov2017/2017-v2?id=522> (Accessed on 26.09.2019) (In Russ.).

25. *Grunis E.B., Rostovschikov V.B., Bogdanov B.P.* Ordovician salts and their role in the structure and oil and gas potential of the northeast of the Timan-Pechora province // *Georesursy*. 2016. Vol. 18, No. 1. P. 13–23. <https://doi.org/10.18599/grs.18.1.3>

26. *Terent'ev S. E., Bogdanov, B. P., Kuvaev, I. V., Fedotov A. L.* Kochmes area – structure and petroleum potential of the Lower Permian deposits // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2012. Vol. 7, No. 1. http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2012.pdf (Accessed on 26.09.2019) (In Russ.).

27. *Bogdanov B.P., Kuz'menko Ju.S., Pankratova E.I., Terent'ev S.E.* Northern Timan-Pechora province – Carboniferous-Permian carbonate build-ups and their properties // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2014. Vol. 9, No. 3. https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2014 (In Russ.).

28. *Taninskaya N.V., Klyashnikov D.V., Grislina M.N.* et al. The influence of lithogenesis processes on reservoirs formation in Lower Permian deposits of Kochmess field, Timan-Pechora province // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2017. Vol. 12, No. 2. https://doi.org/10.17353/2070-5379/19_2017 (In Russ.).

29. *Delia S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A., Popov S.N., Vorontsova I.V.* Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin oilfield // *Geology, Geophysics and Oil and Gas Field Development*. 2012. No. 10. P. 34–41. (In Russ.).

30. *Abukova L.A., Kartsev A.A.* Fluid systems of sedimentary oil and gas basins (types, basic processes, spatial distribution) // *Russian Geology*. 1999. No. 2. P. 11–16. (In Russ.).

31. *Plotnikov A.A.* Geo-fluid dynamics of gas. Moscow: VNIIGAZ, 2002. 273 p. (In Russ.).