

УДК 662.276:550.8.052

DOI: 10.18799/24131830/2025/5/5131

Шифр специальности ВАК: 1.6.11

Научная статья

Особенности эксплуатации массивной залежи нефти пласта М1 палеозойского фундамента Арчинской площади горизонтальным фондом скважин

В.Б. Белозеров[✉], Д.М. Овчаренко, Л.А. Краснощёкова, Ю.А. Ужегова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

[✉]BelozеровVB@hw.tpu.ru

Аннотация. Актуальность. К одному из перспективных и малоизученных объектов поисковых работ на нефть и газ в Западной Сибири относят отложения палеозойского фундамента. Сложность строения, как самого объекта, так и выявленных в нём залежей углеводородов обусловлена многообразием тектоно-седиментационных процессов, проявившихся на рассматриваемой территории в палеозое. Реконструкции этих процессов базируются на анализе вещественного состава, возрастных определений пород фундамента, полученных в процессе бурения глубоких скважин, и данных сейсморазведки. Слоисто-складчатое строение продуктивного резервуара кровельной части палеозойских отложений (пласт М1) требует определённого методического подхода в разработке сосредоточенных в них залежей углеводородов. Исходя из особенностей строения рассматриваемого комплекса, разработку залежи нефти пласта М1 Арчинской площади наиболее рационально осуществлять горизонтальным фондом эксплуатационных скважин, пробуренных в его кровельной части. **Цель.** Провести систематизацию профилей притока нефти и обводнённости продукции эксплуатационного фонда горизонтальных скважин пласта М1 и сопоставить интенсивности поглощения бурового раствора с типом коллекторов пород фундамента Арчинской площади. Проанализировать полученные данные профилей притока в соответствии с прогнозируемой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств интервалов слоисто-складчатой модели продуктивного резервуара и выполнить их систематизацию по динамике поведения рассматриваемых параметров во времени. Сформулировать причины формирования выделяемых типов притока в соответствии с прогнозной фильтрационно-емкостной неоднородностью интервалов, вскрываемых горизонтальной скважиной. Представить предложения по повышению эффективности эксплуатации фонда горизонтальных скважин. **Объект.** Кровельная часть пород палеозойского фундамента (пласт М1) Арчинской площади. **Методика.** Основана на интерпретации полученных профилей притока нефти и обводнённости продукции по эксплуатационному фонду горизонтальных скважин с прогнозной фильтрационно-емкостной неоднородностью слоисто-складчатой модели пласта М1, проявляющейся в интервальных поглощениях промывочной жидкости при бурении скважины. **Результаты.** В процессе проведённых исследований по особенностям изменения динамики притока нефти и обводнённости во времени в горизонтальных скважинах эксплуатационного фонда пласта М1 выделено пять типов притока. Для каждого выделенного типа представлена легенда фильтрационно-емкостной неоднородности интервалов притока, вскрываемых горизонтальной скважиной, и предложены мероприятия по продлению периода её эксплуатации.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, профиль притока, слоисто-складчатая модель, кавернозно-трещинный коллектор, дебит нефти

Для цитирования: Особенности эксплуатации массивной залежи нефти пласта М1 палеозойского фундамента Арчинской площади горизонтальным фондом скважин / В.Б. Белозеров, Д.М. Овчаренко, Л.А. Краснощёкова, Ю.А. Ужегова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 5. – С. 132–143. DOI: 10.18799/24131830/2025/5/5131

UDC 662.276:550.8.052

DOI: 10.18799/24131830/2025/5/5131

Scientific paper

Features of exploiting massive oil reservoir of the M1 formation of the Paleozoic basement at the Archinskaya area by the horizontal wells

V.B. Belozеров[✉], D.M. Ovcharenko, L.A. Krasnoshchekova, Yu.A. Uzhegova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

[✉]belozerovvb@hw.tpu.ru

Abstract. Relevance. Deposits of the Paleozoic basement are considered to be one of the promising and poorly studied objects of oil and gas exploration in Western Siberia. The complexity of the structure of the object and the hydrocarbon deposits identified in it is due to the variety of tectonical and sedimentary processes that manifested themselves in the territory under consideration in the Paleozoic era. Reconstructions of these processes are based on the analysis of the material composition, age determinations of the basement rocks obtained during drilling of deep wells and seismic data. The layered-folded structure of the productive reservoir of the roof part of the foundation (formation M1) requires a certain methodological approach in the development of hydrocarbon deposits concentrated in them. Based on the structural features, it is most rational to develop the M1 Archinskaya area oil reservoir using a horizontal fund of production wells drilled in its roofing part. **Aim.** To systematize the profiles of oil inflow and waterlogging of the production of the operating fund of horizontal wells of the M1 formation. To compare the intensity of drilling mud absorption with the type of collectors of the basement rocks of Archinskaya area. To analyze the obtained data of the inflow profiles in accordance with the heterogeneity of the filtration-capacitance properties of the intervals of the layered-folded model of the productive reservoir and to systematize them according to the dynamics of the behavior of the parameters under consideration over time. To formulate the reasons for the formation of the selected types of inflow in accordance with the predicted filtration and reservoir heterogeneity of the intervals opened by a horizontal well. To submit proposals for the efficient operation of the horizontal well fund. **Object.** Roofing part of the Paleozoic basement rocks (stratum M1) of Archinskaya area. **Method.** Based on the interpretation of the obtained profiles of oil inflow and water flow from a horizontal well with a predicted heterogeneity of the filtration properties of the layered model of the M1 formation, manifested in the interval absorption of the washing liquid during drilling. **Results.** For each selected type, a legend of the filtration-capacity heterogeneity of the inflow intervals by a horizontal well was compiled and measures were proposed to extend the period of its operation.

Keywords: horizontal well, inflow profile, layered-folded model, cavernous-pore-fractured reservoir, oil inflow

For citation: Belozеров V.B., Ovcharenko D.M., Krasnoshchekova L.A., Uzhegova Yu.A. Features of exploiting massive oil reservoir of the M1 formation of the Paleozoic basement at the Archinskaya area by the horizontal wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Asset Engineering*, 2025, vol. 336, no. 5, pp. 132–143. DOI: 10.18799/24131830/2025/5/5131

Введение

Особенности формирования отложений палеозоя Западной Сибири рассмотрены в работах [1–7].

Перспективы нефтегазоносности палеозойского фундамента обоснованы как с позиции общих геологических предпосылок его строения [8–11], так и с учётом открытых залежей углеводородов [12–14]. Однако разработка выявленных залежей не учитывает тектоническую структуру его формирования, что отражается на эффективности эксплуатации месторождений.

Возможность построения более объективных слоисто-складчатых моделей продуктивных резервуаров в отложениях палеозойского фундамента на основе новых методик обработки сейсмической информации [8] способствует формированию наиболее рациональных систем разработки сосре-

доточенных в них залежей углеводородов. В качестве примера можно рассмотреть результаты эксплуатации залежи нефти пласта М1 палеозойского фундамента Арчинской площади горизонтальным фондом добывающих скважин.

Методика исследования

Учитывая, что изучение любой получаемой фактической информации предполагает понимание особенностей строения объекта, формирующего анализируемые данные, при систематизации результатов эксплуатации горизонтальных скважин Арчинской площади необходимо принимать во внимание особенности складчатой структуры фундамента, литологическую неоднородность рассматриваемой осадочной толщи и пространственное положение горизонтального ствола в прогнозной

слоисто-складчатой модели продуктивного резервуара.

Рассматривая построение структурной модели фундамента на основе интерпретации данных сейсморазведки, необходимо отметить сложность идентификации разновозрастных отражающих горизонтов в складчато-блоковом строении палеозойского комплекса [9–11].

Морфологию его структурной поверхности более рационально формировать по фрагментам хорошо выраженных отражающих границ I и II (рис. 1, а) в качестве единого элемента, не осложнённого тектоническими нарушениями, с учётом их структурной унаследованности в разрезе в пределах отдельных стратиграфических блоков (рис. 1, б).

Осадочная толща палеозойского комплекса в рамках построенной структурной модели по условному отражающему горизонту I–II будет отображаться на эрозионно-тектонической поверхности фундамента последовательностью распределения прослоев пород (слой 1–5), вскрытых в вертикальных разрезах скважин, и соответствующих проекций на неё глубинных отметок построенной условной структурной основы с учетом литологической неоднородности (рис. 1, б).

Связь построенной структурной поверхности с разными литотипами пород пласта M1 позволяет прогнозировать морфологию пространственного развития литологической однородности в кровле палеозойского фундамента по данным вертикальных и горизонтальных скважин.

В условиях слоисто-складчатой модели палеозойских образований и сложной геологической неоднородности коллектора разработка залежи углеводородов массивного типа пласта M1 в пределах нефтяной зоны осуществлялась проводкой горизонтальных эксплуатационных скважин в кровельной части фундамента, ориентированных по падению структурного плана палеозойского комплекса (рис. 1, б; 3). В районах газонефтяной зоны горизонтальными скважинами вскрывалась нефтяная часть продуктивного резервуара (рис. 3). Протяжённость горизонтального ствола эксплуатационной скважины ограничивалась влиянием зоны катастрофического поглощения промывочной жидкости, препятствующей дальнейшему бурению.

Значительные постседиментационные изменения отложений кровельной части пласта M1 Арчинской площади с учётом отсутствия кернового материала в скважинах с горизонтальным профилем проходки исключают возможность количественной интерпретации фильтрационно-емкостных особенностей разреза по данным геофизических исследований в скважине (ГИС).

В то же время достаточно хорошо латеральная неоднородность коллектора в горизонтальных скважинах на качественном уровне отражается интенсивно-

стью поглощения промывочной жидкости и скоростью проходки, что обусловлено углеводородным насыщением и различной латеральной проницаемостью пласта M1 [12]. На рис. 2, а приведён пример поглощения промывочной жидкости при бурении 165-метрового горизонтального ствола скважины Н6, где выделяется 8 интервалов неоднородности коллекторных свойств. Низкие скорости поглощения отмечаются для пятого и шестого интервалов проходки, средние – для второго, третьего, четвертого и восьмого интервалов, высокие – для первого и катастрофические – для седьмого интервала. С интенсивностью поглощения хорошо коррелируется и скорость проходки. Учитывая, что величина поглощения и скорость проходки в карбонатно-терригенном коллекторе зависит от фильтрационно-емкостных особенностей переслаивающихся литологических разностей, можно сформировать качественную характеристику анализируемого карбонатного коллектора.

В соответствии с литологическим строением отложений палеозоя Арчинской площади [13–16] и особенностями разработки терригенно-карбонатных отложений [17, 18] можно выделить четыре типа коллекторов, характеризующих определённую связь между емкостными и фильтрационными характеристиками продуктивного пласта.

- 1) трещинно-каверновый – трещины обеспечивают основную проницаемость коллектора, а матрица – основную пористость;
- 2) порово-трещинный – трещины дополняют проницаемость коллектора;
- 3) трещинный – трещины обеспечивают основную пористость и проницаемость коллектора;
- 4) поровый – трещины не обеспечивают дополнительной пористости и проницаемости, но формируют значительную анизотропию коллектора.

Связывая выделяемые типы коллектора с существующими классификациями интенсивности поглощения промывочной жидкости [19–21], можно сформировать качественную характеристику последовательности чередования литологической фильтрационно-емкостной неоднородности разреза, вскрываемого горизонтальной скважиной Н6 (рис. 2, а). К поровому типу коллектора относятся интервалы с поглощением до 10 м³/сут. К трещинному типу – интервалы с поглощением 10–26 м³/сут., к порово-трещинному – интервалы без выхода циркуляции и к кавернозно-трещиноватому – интервалы с полной потерей циркуляции.

На рис. 2, б представлены варианты разработки залежи массивного типа слоисто-складчатого резервуара скважинами различного профиля проходки. Как следует из рисунка, с учётом фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) неоднородного коллектора наиболее полный охват залежи по площади будет осуществлён горизонтальной скважиной.

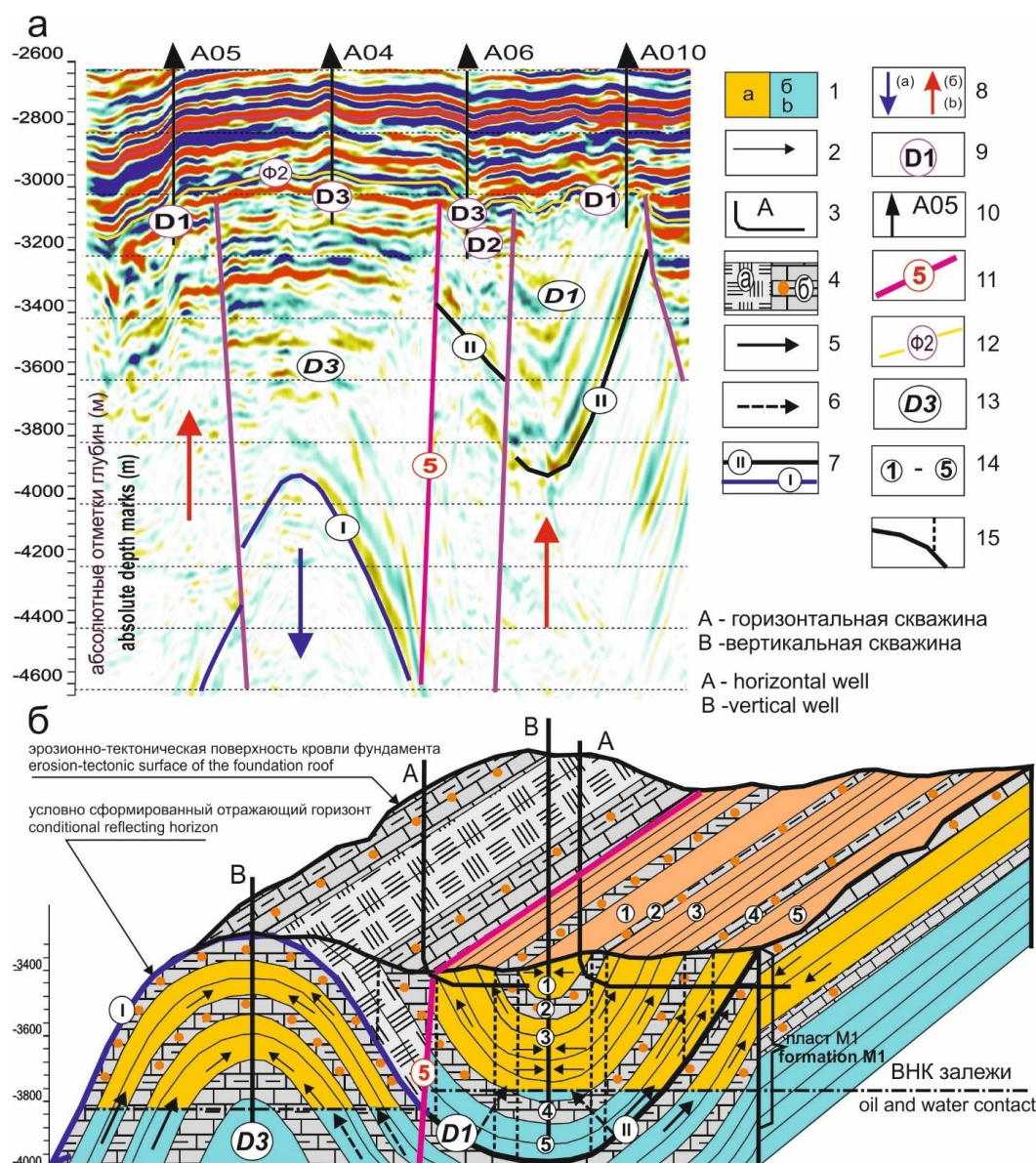


Рис. 1. Сейсмический разрез палеозойского комплекса (а) и прогнозная модель залежи нефти пласта М1 (б) кровли фундамента Арчинской площади: 1 – насыщение коллектора: а – нефть, б – вода; 2 – направление движения флюида; 3 – ствол эксплуатационной скважины; 4 – прослой без коллектора (а) и с низкими коллекторскими свойствами и высокой водонасыщенностью в пределах залежи (б); 5 – активный (пластовый) водонапорный режим массивной залежи углеводородов; 6 – пассивный (межпластовый) водонапорный режим массивной залежи углеводородов; 7 – отражающий горизонт I-II в породах фундамента (элементы для построения условного отражающего структурного горизонта); 8 – погружение (а) и поднятие (б) крупных блоков фундамента; 9 – возрастные определения в скважине; 10 – разведочные скважины; 11 – тектонические нарушения; 12 – сейсмическая граница кровли палеозойского фундамента; 13 – возраст тектонического блока; 14 – последовательность напластования пород в разрезе в плане; 15 – проекция отметок глубин условной структурной поверхности фундамента на кровлю пласта М1, соответствующая литологической неоднородности эрозионно-тектонической поверхности фундамента

Fig. 1. Seismic section of the Paleozoic complex (a) and the forecast model of M1 reservoir oil deposits (б) of the roof of the Archinskaya area foundation: 1 – reservoir saturation: а – oil, б – water; 2 – fluid movement direction; 3 – production well trunk; 4 – interlayers without a reservoir (a) and with low reservoir properties and high water saturation within the reservoir (b); 5 – active (reservoir) water pressure regime of a massive hydrocarbon deposit; 6 – passive (interplastic) water pressure regime of a massive hydrocarbon deposit; 7 – reflecting horizons I-II in the basement rocks (elements for constructing a conditional reflecting structural horizon); 8 – sinking (a) and lifting (b) large foundation blocks; 9 – age determinations in the well; 10 – exploration wells; 11 – tectonic disturbances; 12 – seismic boundary of the roof of the Paleozoic foundation; 13 – age of the tectonic block; 14 – sequence of stratification of rocks in section and plan; 15 – projection of the depth marks of the conditional structural surface of the foundation onto the roof of the M1 formation, corresponding to the lithological heterogeneity of the erosion-tectonic surface of the foundation

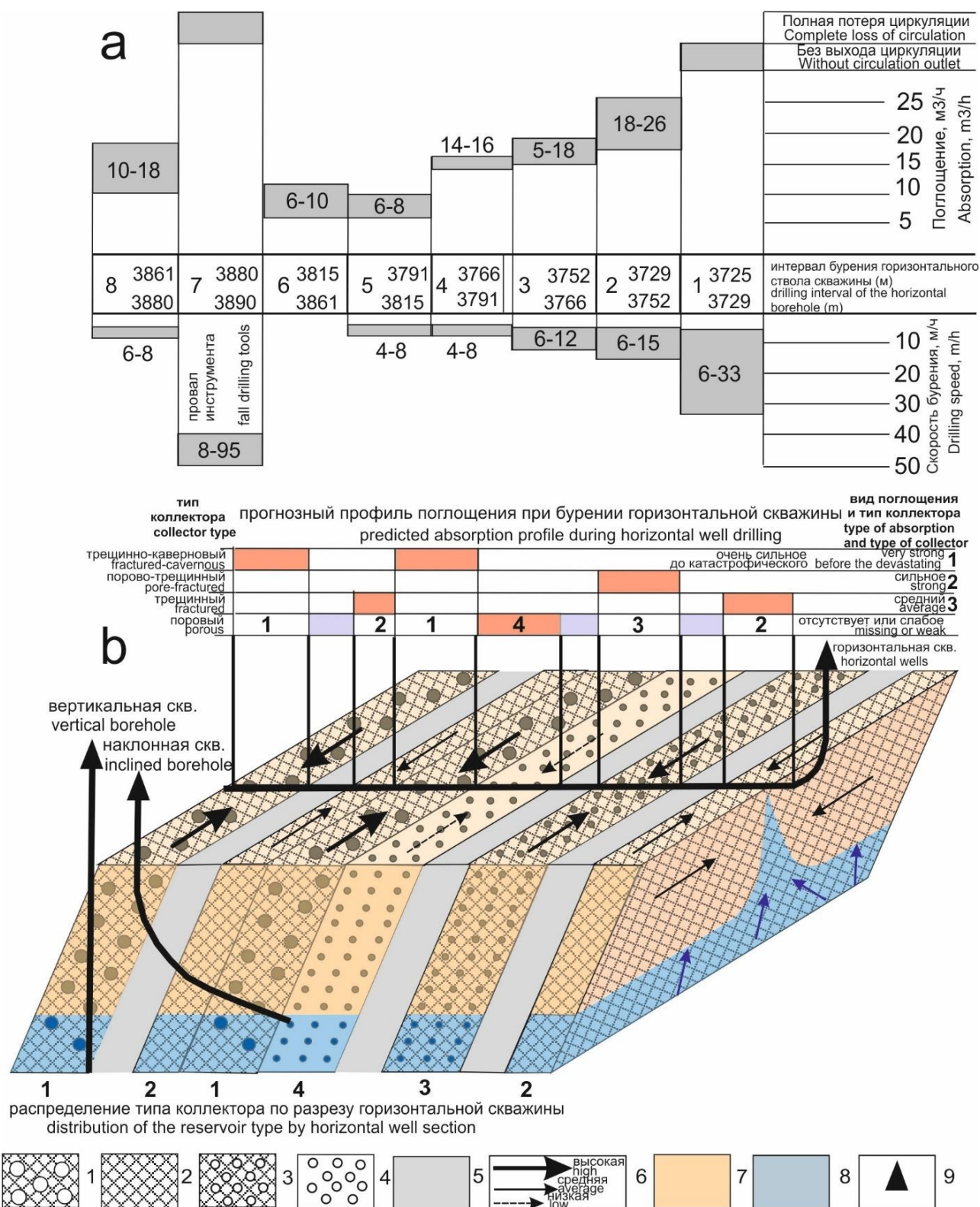


Рис. 2. Профиль поглощения промывочной жидкости в горизонтальной скважине Н6 (а) и связь интенсивности поглощения с типом продуктивного коллектора (б). Типы коллектора: 1 – трещинно-каверновый, 2 – трещинный, 3 – порово-трещинный, 4 – поровый; 5 – порода не коллектор; 6 – интенсивность притока нефти в скважину; 7 – нефтяная часть залежи; 8 – водоносная часть залежи; 9 – скважина, её профиль

Fig. 2. Absorption profile of the washing liquid in a horizontal well H6 (a) and the relationship of absorption intensity with the type of productive collector (b). Reservoir types: 1 – fractured-cavernous, 2 – fractured, 3 – porous-fractured, 4 – porous, 5 – non-reservoir; 6 – intensity of oil flow into the well; 7 – oil part of the deposit; 8 – aquifer part of the deposit; 9 – well, its profile

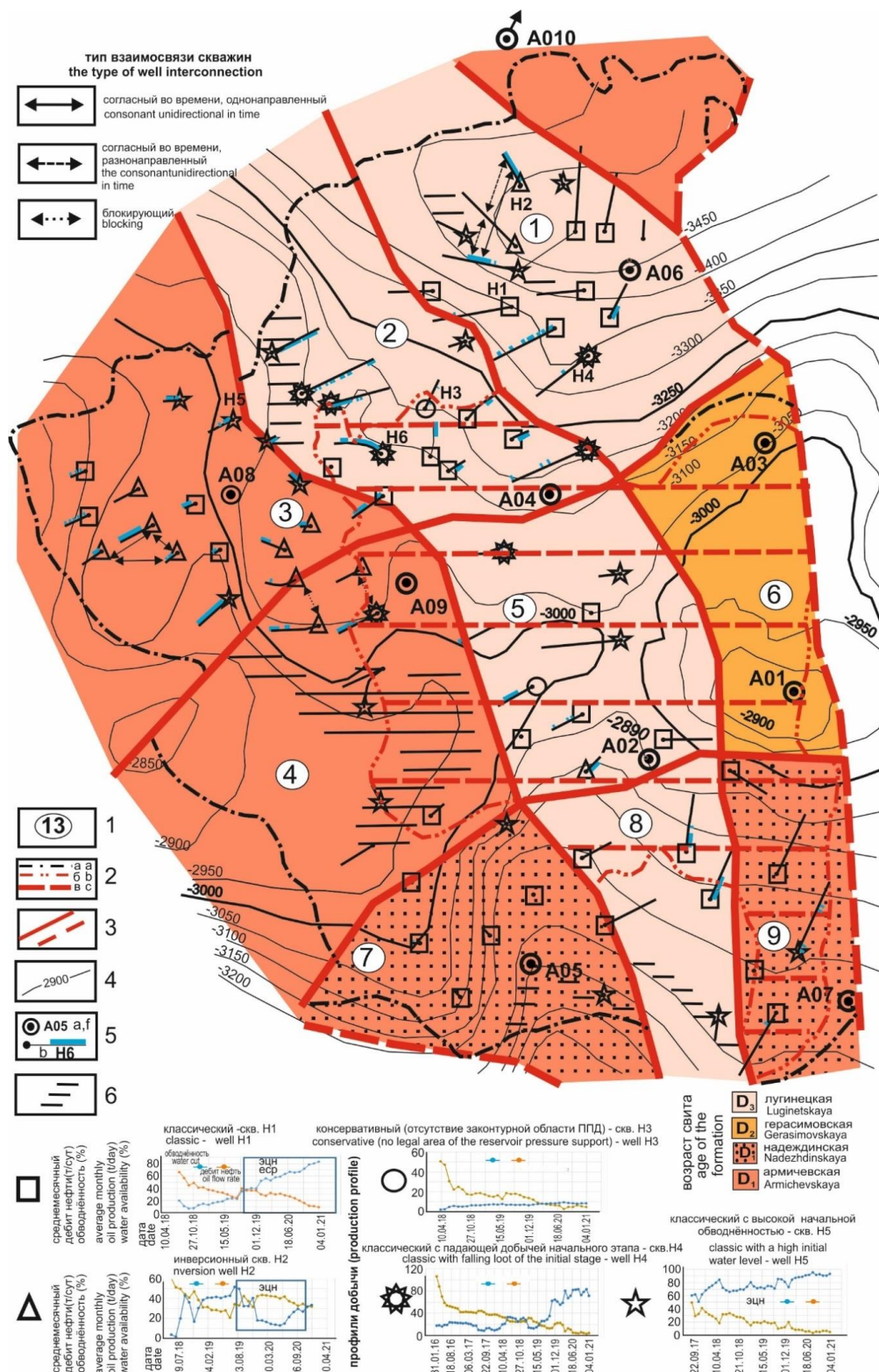


Рис. 3. Систематизация профилей притока горизонтальных скважин пласта М1 Арчинской площади: 1 – тектонические блоки фундамента; 2 – положение водонефтяных (а), газонефтяных (б) контактов, зона газовой залежи (в); 3 – тектонические нарушения по данным сейсморазведки; 4 – изогипсы условного отражающего горизонта I–II в породах фундамента без учёта его блокового строения; 5 – скважины вертикальные (а) и горизонтальные (б) с профилем поглощения; 6 – зона возможного развития коллектора пятого тупа

Fig. 3. Systematization of inflow profiles of horizontal wells of the M1 Archinskaya area reservoir: 1 – tectonic blocks of the foundation; 2 – position of the water-oil (a), gas-oil (b) contacts, gas deposit zone (c); 3 – tectonic disturbances according to seismic survey data; 4 – isogypses of the conditional reflecting horizons I–II in the basement rocks; 5 – vertical (f) and horizontal wells with absorption profile (b); 6 – zones of possible development of the fifth type collector

В то же время необходимо учитывать морфологию реконструируемой палеозойской складчатой структуры. В условиях литологической неоднородности разреза пород фундамента бурение горизонтальных скважин целесообразно в крыльевых, а вертикальных – в сводовых и синклиналих частях складки (рис. 1, б). При бурении горизонтальных скважин необходимо учитывать и блоковую неоднородность фундамента, располагая их в пределах одновозрастных блоков.

Анализ разработки залежи нефти пласта М1

Особенности геологического строения пласта М1 Арчинского месторождения представлены в работах [22–27]. На базе публикации [25] выполнен анализ разработки залежи нефти эксплуатационным фондом горизонтальных скважин.

В соответствии с условной структурной основой I-II палеозойского фундамента, построенной по отражающим горизонтам I и II (рис. 1, а), рассматриваемый фонд эксплуатационных горизонтальных скважин расположен в пределах крыльевых зон и межструктурной седловины (тектонический блок 5) антиклинальной складки Арчинского поднятия (рис. 3).

Эксплуатация залежи нефти пласта М1 Арчинской площади, проводимая на естественном водонапорном режиме с ограничением начальных дебитов, в условиях слоистой фильтрационно-емкостной неоднородности пород складчатого фундамента должна характеризоваться разной интенсивностью притока флюида отдельных прослоев при снижении давления в скважине.

При этом тенденция снижения общего дебита горизонтальной скважины во времени осложняется различием в количественном соотношении дебита нефти и воды на определенных этапах разработки. Это связано с разной обводненностью разрабатываемых прослоев и их возможным «отключением» в процессе эксплуатации.

Учитывая «выход» на эрозионно-тектоническую поверхность породно-слоевой неоднородности складчатого фундамента, расположенные рядом горизонтальные скважины могут вскрывать одинаковые породные слои. Это в процессе эксплуатации может отражаться во взаимном влиянии работы скважин.

Рассматривая взаимосвязь рядом расположенных скважин в процессе их эксплуатации, можно выделить три типа взаимодействия: первый – однонаправленный, согласный во времени, характеризуется однонаправленными изменениями дебита нефти и обводненности на конкретных временных интервалах разработки. Второй – разнонаправленный, согласный во времени, характеризуется разнонаправленными изменениями дебита нефти и

обводненности на конкретных временных интервалах разработки. Третий тип – блокирующий, характеризуется перераспределением дебитов нефти и обводненности между работающими скважинами. Фрагментарно первый тип отмечается в скважинах третьего блока, первый и второй типы – в первом блоке и третий – в скважинах четвертого блока (рис. 3).

Анализируя основные профили добычи нефти и обводненности пласта М1 по горизонтальным скважинам (рис. 3) за четырёх-шестилетний период разработки залежи с позиции выделяемых типов коллектора, можно отметить следующее:

Первый тип – классический – характеризуется последовательным снижением во времени дебита нефти при нарастающей обводненности продукции. Рассматриваемый тип, скорее всего, соответствует эксплуатации преимущественно трещинно-кавернового, порово-трещинного и порового коллектора в зависимости от величины начальной продуктивности скважин. Из 35 скважин, отнесённых к данному типу, в 14 скважинах отмечались интервалы поглощения. Особенно значимо эти процессы проявили себя в серых до чёрных органогенных известняках надежденской свиты и серых массивных органогенных известняках лугинецкой свиты второго блока. Отсутствие поглощения характерно для чёрных, тёмно-серых аргиллитов и глинистых известняков армичевской свиты (нижний девон) седьмого и девятого блоков.

Факт наличия интервалов поглощения в разрезах скважин первого типа свидетельствует о неоднородности ФЕС продуктивного резервуара. При этом в процессе эксплуатации интервалы с повышенными ФЕС (трещинно-кавернозно-поровый коллектор) будут отрабатываться более интенсивно и обводняться за счёт формирования воронки депрессии в залежи массивного типа. Остановка скважины может способствовать расформированию воронки депрессии, что позволит поддерживать продуктивность скважины при циклическом режиме её эксплуатации. Эффективность циклического режима разработки будет зависеть от процесса поддержания пластового давления в залежи. Учитывая массивный тип залежи в пределах выделяемых тектонических блоков, закачку воды более рационально проводить в погруженных участка кровли пласта М1 с целью последовательного продвижения водо-нефтяного контакта в гипсометрические приподнятые зоны.

Второй тип – инверсионный – отражает совместную работу трещинно-порово-кавернового и трещинного коллектора. На первом этапе для выделяемых типов коллекторов отмечается совместный приток нефти. На втором этапе наблюдается обводнение трещинного коллектора, что отражает

ся в снижении дебитов нефти и увеличении процента обводнённости продукции. На третьем этапе, вероятно, происходит закрытие трещин в трещинном коллекторе вследствие понижения пластового давления. В результате этого обводнённость снижается, а дебит нефти увеличивается. Последовательность рассматриваемых этапов может повторяться во времени. Из 13 скважин рассматриваемого типа поглощение во время бурения отмечалось в девяти скважинах, приуроченных в основном к отложениям надежденской свиты.

Пространственное переслаивание высокопродуктивных и трещиноватых коллекторов в скважинах второго типа также предполагает, по аналогии с первым типом, проведение циклической эксплуатации в случае снижения дебита нефти при высокой обводнённости продукции и поддержание пластового давления.

Третий тип – консервативный – определяет режим эксплуатации трещинного коллектора с последовательным «закрытием» зон трещиноватости до значительного снижения притока нефти в условиях низкой обводнённости, что отражается в постепенном снижении дебита нефти на фоне незначительной обводнённости. В пределах Арчинской площади отмечается две скважины рассматриваемого типа в отложениях лугинецкой свиты второго и пятого блоков.

Активизация эксплуатации скважин третьего типа требует повышения пластового давления в зоне дренирования.

Четвёртый тип – классический, для которого период резко падающей добычи нефти на начальном этапе сопровождается в дальнейшем значительным ростом обводнённости продукции. Этот профиль возможен для резервуара с определённым сочетанием кавернозно-трещинно-порового и трещинного коллектора с преобладанием последнего, где снижение добычи нефти из трещинного коллектора при понижении пластового давления в дальнейшем сопровождается ростом обводнения по кавернозно-трещинно-поровому коллектору. Так, в скважине Н6 проходка по поровому коллектору составила 46 м, порово-трещинному – 10 м, кавернозно-трещинному – 4 м и трещинному с различной интенсивностью поглощения – 105 м (рис. 2, 3, скв. Н6). Рассматриваемый тип отмечается для скважин второго и первого блоков. Из семи скважин рассматриваемого типа в шести отмечались поглощения промывочной жидкости в процессе бурения.

Пятый тип – классический с высокой начальной обводнённостью и запуском на ЭЦН – характеризуется высокой начальной водонасыщенностью продуктивного пласта. Это может быть обусловлено гидрофобизацией коллектора (скв. А08), его низ-

кими фильтрационно-емкостными свойствами, близостью водонефтяного контакта (блок 2, 8) и наличием тектонического нарушения, что способствует поступлению пластовой воды из нижележащих горизонтов (блок 2, 3, 7). Данный тип характерен для отложений лугинецкой, надежденской, армичевской свит и выделен в 17 скважинах, из которых в восьми отмечалось поглощение промывочной жидкости.

Пример систематизации эксплуатационных скважин по выделяемым типам притока для скважин третьего тектонического блока показан на рис. 4.

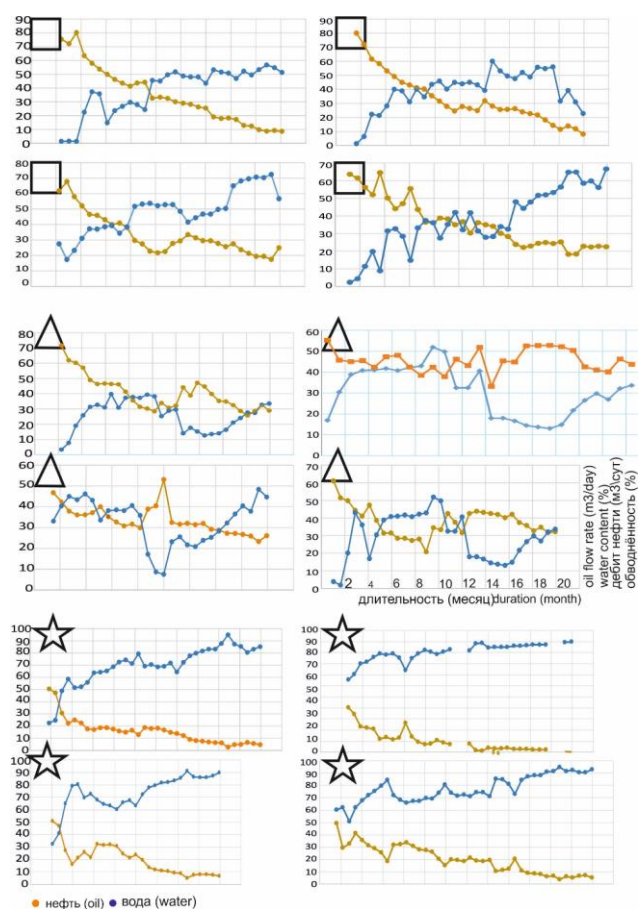


Рис. 4. Систематизация профилей притока нефти и воды для скважин третьего блока

Fig. 4. Systematization of oil and water inflow profiles for wells of the third block

Рассматривая эффективность разработки пласта М1 горизонтальным фондом скважин следует отметить, что в складчато-слоистой модели резервуара отдельная скважина охватывает приток из совокупности коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Анализ пространственного положения интервалов выделяемой разновидности коллекторов в процессе проведения мониторинга профиля притока в горизонтальной

скважине позволяет определить обводнённые интервалы с целью их последующей изоляции.

Исследуя режим эксплуатации вертикальных скважин, бурение которых предполагается в сводовых и синклинальных участках палеозойской складки, следует обратиться к опыту разработки пласта М1 Малоичского нефтяного месторождения (Новосибирская область). Проведённые в 2013–2014 гг. на месторождении форсированные отборы жидкости показали высокую эффективность, обеспечив рост дебита нефти и снижение обводнённости продукции [28]. Рассматриваемая эффективность может быть связана с выводом из эксплуатации обводнённых коллекторов трещинного типа и интенсивной обработкой кавернозно-порово-трещинных прослоев.

Выводы

Анализ разработки залежи нефти массивного типа пласта М1 горизонтальным фондом эксплуатационных скважин в складчато-блоковой модели палеозойского фундамента Арчинской площади позволяет сделать следующие выводы:

1. Наблюдаемая интенсивность поглощения промысловой жидкости в процессе бурения горизонтального стола скважины обусловлена наличием различных типов коллекторов (кавернозно-трещинный, порово-трещинный, трещинный, поровый).
2. В зависимости от литологического строения осадочной толщи и особенностей чередования прослоев с различными ФЕС в горизонтальной скважине можно выделить пять типов профилей притока, характеризующих динамику изменения во времени дебита нефти и обводнённости. При этом:
 - для первого тип – классического, характерно последовательное снижение во времени дебита нефти при нарастающей обводнённости

продукции, что соответствует эксплуатации преимущественно трещинно-кавернового, порово-трещинного и порового коллектора в зависимости от величины начальной продуктивности скважин;

- для второго типа – инверсионного, характерна периодическая смена увеличения дебитов нефти и обводнённости, что характеризует совместную работу трещинно-порово-кавернового и трещинного коллектора;
 - для третьего типа – консервативного, свойственен режим эксплуатации трещинного коллектора, что отражается в последовательном снижении дебита нефти при низкой обводнённости продукции;
 - для четвёртого типа – классического, с падающей добычей нефти на начальном периоде разработки и последующей обводнённостью продукции, характерна совместная эксплуатация коллекторов порового и трещинного типа;
 - для пятого типа – классического, с высокой начальной обводнённостью и запуском на ЭЦН, возможен ряд факторов, контролирующих динамику добычи. К ним можно отнести гидрофобный тип коллектора, его низкие ФЕС, близость водонефтяного контакта и тектонического нарушения.
3. Для всех выделенных типов (исключая пятый) с целью повышения эффективности работы горизонтальной скважины следует использовать циклический метод её эксплуатации с реализацией мероприятий по поддержанию пластового давления.
 4. Для оперативной изоляции обводнённого прослоя в разрезе горизонтальной скважины необходимо проводить мониторинг профиля притока.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. The western part of the West Siberian petroleum megabasin: geologic history and structure of the basement / K.S. Ivanov, V.A. Koroteev, M.F. Pecherkin, Y.N. Fedorov, Y.V. Erokhin // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – Vol. 50. – № 4. – P. 365–379. DOI: 10.1016/j.rgg.2009.03.
2. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oil-gas accumulation) // Russian Geology and Geophysics. – 2007. – Vol. 48. – № 5. – P. 422–428. DOI: 10.1016/j.rgg.2007.05.002.
3. Prishepa O.M., Sinitsina N.V. Prospects for oil and gas bearing potential of Paleozoic basement of West Siberian sedimentary basin // International Journal of Engineering. – 2025. – Vol. 38. – № 5. – P. 520–534. DOI: 10.5829/ije.2025.38.05b.12
4. Geological structure and historical development of Pre-Jurassic basement of West Siberia oil- and gas-bearing megabasin Karabash Zone / K.S. Ivanov, N.P. Kostrov, Y.V. Erokhin, V.S. Ponomarev // Open Journal of Geology. – 2022. – Vol. 12. – № 10. – P. 717–738. DOI: 10.4236/ojg.2022.1210034
5. On the nature of Paleozoic oil deposits and their exploratory "reflection" in the geophysical section of the Jurassic layers (southeast of Western Siberia) / V.I. Isaev, A.O. Aleeva, G.A. Lobova, O.S. Isaeva, V.I. Starostenko // Geofizicheskii Zhurnal. – 2021. – № 3. – P. 93–128. DOI: 10.24028/gzh.0203-3100.v43i1.2021.225502.
6. Krutenko M.F., Isaev V.I., Lobova G. The Paleozoic oil in the Urman field (the southeast of Western Siberia) // Geosistemy perehodnykh zon = Geosystems of Transition Zones. – 2023. – Vol. 7 – № 3. – P. 243–263. DOI: 10.30730/grz.2023.7.3.243-263.
7. Новые данные о геологическом строении и продуктивности доюрского комплекса Средне-Назымского месторождения / В.Д. Шмаков, Н.Р. Касков, А.А. Бакулин, А.П. Шорохова // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 3. – С. 111–118. doi.org/10.18599/grs.2023.3.14

8. Новые подходы к изучению нефтегазового потенциала доюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции / В.В. Хараханов, Н.М. Кулишкин, С.И. Шлёнкин, А.В. Олюнин // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 63–77.
9. Paleozoic of West Siberia – geological structure, oil and gasbearing, seismogeological models of oil and gas fields / V. Kontorovich, L. Kalinina, A. Kalinin, M. Soloviev // Conference Proceedings Geomodel. – September 2018. – Vol. 2018. – P. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201802402
10. Geological structure of the Pre-Jurassic basement of the Yugansk-Koltogorsk zone of the West Siberia / K.S. Ivanov, S.V. Berzin, N.V. Vakhrusheva, N.P. Kostrov, O.E. Pogromsk // Lithosphere. – 2018. – № 6. – P. 839–858. DOI:10.24930/1681-9004-2018-18-6-839-858
11. Geological structure of the basement of western and eastern parts of the West-Siberian / K. Ivanov, V. Erokhin, V. Ponomarev, O. Pogromskaya, S. Berzin // International journal of environmental and science education. – 2016. – Vol. 11. – № 14. – P. 6409–6432.
12. Белозеров В.Б., Силкин Г.Е. Критерии переоценки перспектив нефтегазоносности коллекторных зон фундамента юго-востока Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 2. – С. 7–14. DOI: 10.18799/24131830/2022/2/3559
13. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86.
14. Ежова А.В. Генезис пустотного пространства и емкостно-фильтрационные свойства палеозойских коллекторов месторождений углеводородов омской области // Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С. 18–22.
15. Litho-geophysical structure of Paleozoic-Mesozoic contact zones in North-Ostaninsk oil field (Tomsk Oblast) / A.V. Ezhova, V.P. Merkulov, V.A. Chekanstev, R.A. Abramova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – № 24. – P. 012013. DOI: 10.1088/1755-1315/24/1/012013
16. Уразова Е.С., Недоливко Н.М. Особенности формирования пустотного пространства в карбонатных коллекторах Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного симпозиума имени академика Усова. – Томск, 2019. – Т. 1. – С. 264–266.
17. Нгуен Хью Б. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 27–33.
18. Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента / А.И. Щекин, В.А. Васильев, А.С. Николайченко, А.В. Коломийцев // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 3. – С. 90–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.12>
19. Терентьев С.Э., Богданов Б.П. Особенности определения насыщения зон поглощения промысловой жидкостью в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 123–148.
20. Каргин Д.Ю. Поглощение бурового раствора – риск возникновения явления ГНВП // Журнал «Трибуна Учёного». – 2020. – Вып. 12. – С. 168–174.
21. Габдулин Р.Х., Липатов А.В. Классификация тампонажных смесей для ликвидации зоны поглощения бурового раствора // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2024. – Вып. 10-1 (97). – С. 149–153. DOI: 10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153.
22. Жуковская Е.А., Лапушняков Ю.В. Применение рентгеновской томографии при типизации негранулярных коллекторов на примере Урманского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 24–27.
23. Геолого-геофизическая характеристика и генезис доюрских отложений Урман-Арчинской площади / Е.Н. Главнова, М.А. Тугарова, Е.А. Жуковская, М.А. Буторина // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 6. – С. 33–37.
24. Особенности геологического строения и разработки Арчинского месторождения / Е.Н. Главнова, Е.А. Жуковская, Д.Н. Дмитрук, М.А. Буторина и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 110–113.
25. Белозеров В.Б., Коровин М.О. Структурно-тектонические особенности строения и нефтегазоносность пласта М1 отложений палеозойского фундамента Арчинской площади (Западная Сибирь) // Записки Горного института. – 2024. – Т. 268. – С. 520–534.
26. Куприянова К.А. Геологические факторы прогноза продуктивности скважин в карбонатном коллекторе // Проблемы геологии и освоения недр. – Томск: Изд-во ТПУ, 2023. – Т. 2. – С. 51–53.
27. Реконструкция истории тектонического развития Нюрольской впадины на основе Sandbox экспериментов / К.А. Малхасян, Д.В. Коношонкин, А.С. Шадрин и др. // Известия УГГУ. – 2022. – Вып. 2 (66). – С. 59–70. DOI: 10.21440/2307-2091-2022-2-59-70
28. Разработка палеозойских отложений на Малоичском нефтяном месторождении / А.Н. Янин, М.С. Павлов, Д.Р. Галеев, А.В. Барышников // Бурение и нефть. – 2015. – № 7. – С. 48–53.

Информация об авторах

Владимир Борисович Белозеров, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. BelozeroVB@hw.tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1330-7485>

Диана Маратовна Овчаренко, аспирант отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. dmo4@tpu.ru

Любовь Афанасьевна Краснощёкова, кандидат геолого-минералогических наук, доцент отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехни-

ческого университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. Krasnl@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-6444-9494>

Юлия Андреевна Ужегова, инженер лаборатории геологии Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 635050, г. Томск, пр. Ленина, 30. uzhegovaya@hw.tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4658-6399>

Поступила в редакцию: 21.02.2025

Поступила после рецензирования: 24.03.2025

Принята к публикации: 10.04.2025

REFERECES

1. Ivanov K.S., Koroteev V.A., Pecherkin M.F., Fedorov Y.N., Erokhin Y.V. The western part of the West Siberian petroleum megabasin: geologic history and structure of the basement. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 365–379. DOI: 10.1016/j.rgg.2009.03.010
2. Kontorovich V.A. Petroleum potential of reservoirs at the Paleozoic-Mesozoic boundary in West Siberia seismogeological criteria (example of the Chuzik-Chizhapka regional oilgas accumulation). *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, no. 5, pp. 422–428. DOI: 10.1016/j.rgg.2007.05.002.
3. Prishepa O.M., Sinita N.V. Prospects for oil and gas bearing potential of Paleozoic basement of West Siberian sedimentary basin. *International Journal of Engineering*, 2025, vol. 38, no. 5, pp. 520–534. DOI: 10.5829/ije.2025.38.05b.12
4. Ivanov K.S., Kostrov N.P., Erokhin Y.V., Ponomarev V.S. Geological structure and historical development of Pre-Jurassic basement of West Siberia oil- and gas-bearing megabasin Karabash Zone. *Open Journal of Geology*, 2022, vol. 12, no. 10, pp. 717–738. DOI: 10.4236/ojg.2022.1210034
5. Isaev V.I., Aleeva A.O., Lobova G.A., Isaeva O.S., Starostenko V.I. On the nature of Paleozoic oil deposits and their exploratory "reflection" in the geophysical section of the Jurassic layers (southeast of Western Siberia). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 2021, no. 3, pp. 93–128. DOI: 10.24028/gzh.0203-3100.v43i1.2021.225502.
6. Krutenko M.F., Isaev V.I., Lobova G. The Paleozoic oil in the Urman field (the southeast of Western Siberia). *Geosistemy perehodnykh zon = Geosystems of Transition Zones*, 2023, vol. 7, no. 3, pp. 243–263. DOI: 10.30730/gtr.2023.7.3.243-263
7. Shmakov V.D., Kaskov N.R., Bakulin A.A., Shorokhova A.P. Geological structure and reservoir productivity of Pre-Jurassic basement rocks of the Sredne-Nazymskoye oil field (Western Siberia). *Georesources*, 2023, vol. 25, no. 3, pp. 111–118. (In Russ.) DOI: doi.org/10.18599/grs.2023.3.14.
8. Kharakhanov V.V., Kulishkin N.M., Shlenkin S.I., Olyunin A.V. New approaches to the study of the oil and gas potential of the Pre-Jurassic deposits of the West Siberian oil and gas province. *Geology of Oil and Gas*, 2015, no. 6, pp. 63–77. (In Russ.)
9. Kontorovich V., Kalinina L., Kalinin A., Soloviev M. Paleozoic of West Siberia – geological structure, oil and gasbearing, seismogeological models of oil and gas fields. *Conference Proceedings Geomodel*, 2018, vol. 5, pp. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201802402
10. Ivanov K.S., Berzin S.V., Vakhrusheva N.V., Kostrov N.P., Pogromsk O.E. Geological structure of the Pre-Jurassic basement of the Yugansk-Koltogorsk zone of the West Siberia. *Lithosphere*, 2018, no. 6, pp. 839–858. DOI:10.24930/1681-9004-2018-18-6-839-858
11. Ivanov K., Erokhin V., Ponomarev V., Pogromskaya O., Berzin S. Geological structure of the basement of western and eastern parts of the West-Siberian. *International journal of environmental & science education*, 2016, vol. 11, no. 14, pp. 6409–6432.
12. Belozеров V. B., Silkin G.E. Criteria for revaluation of oil and gas potential of reservoir zones of the basement of the South-east of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 2, pp. 7–14. C. 7–14. DOI: 10.18799/24131830/2022/2/3559 (In Russ.)
13. Koveshnikov A.E., Nedelivko N.M. Secondary-catagenetic transformations of pre-Jurassic rocks of the West Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 82–86. (In Russ.)
14. Ezhova A.V. The genesis of void space and reservoir filtration properties of Paleozoic reservoirs of hydrocarbon deposits in the Tomsk region. *Geology of Oil and Gas*, 2007, no. 3, pp. 53–57. (In Russ.)
15. Ezhova A.V., Merkulov V.P., Chekanstev V.A., Abramova R.A. Litho-geophysical structure of Paleozoic-Mesozoic contact zones in North-Ostaninsk oil field (Tomsk Oblast). *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2015, vol. 24, pp. 012013. DOI: 10.1088/1755-1315/24/1/012013.
16. Urazova E.S., Nedelivko N.M. Features of void space formation in carbonate reservoirs of the Archinsky oil and gas condensate field. *Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXIII International Symposium named after Academician Usov*. Tomsk, 2019. Vol. 1, pp. 264–266. (In Russ.)
17. Nguyen Huu B. Geophysical studies of wells in the study of magmatic reservoirs of the White Tiger deposit. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 323, no. 1, pp. 27–33. (In Russ.)
18. Shchekin A.I., Vasiliev V.A., Nikolaichenko A.S., Kolomiitsev A.V. Commercial classification of fractured reservoirs of crystalline basement. *Georesources*, 2021, vol. 23, no. 3, pp. 90–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/GRS.2021.3.12>. (In Russ.)
19. Terentyev S.E., Bogdanov B.P. Features of determining the saturation of the absorption zones of the washing liquid in the carbonate buildings of the Timan-Pechersk province. *Oil and gas business*, 2013, no. 2, pp. 123–148. (In Russ.)
20. Kartins D.Y. Absorption of drilling mud – the risk of occurrence of the phenomenon of GNVP. *Journal "Tribune of the Scientist"*, 2020, Iss. 12, pp. 168–174. (In Russ.)
21. Gabdulin R.Kh., Lipatov A.V. Classification of grouting mixtures for the elimination of the absorption zone of drilling mud. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors. International Journal of Humanities and Natural Sciences*, 2024, Iss. 10-1 (97), pp. 149–153. DOI: 10.24412/2500-1000-2024-10-1-149-153. (In Russ.)

22. Zhukovskaya E.A., Lapushnyakov Yu.V. The use of X-ray tomography in the typification of non-granular reservoirs on the example of the Urmanskoe deposit. *Oil industry*, 2006, no. 8, pp. 24–27. (In Russ.)
23. Glavnova E.N., Tugarova M.A., Zhukovskaya E.A., Butorina M.A. Geological and geophysical characteristics and genesis of the pre-Jurassic deposits of the Urman-Archinskaya area. *Oil industry*, 2015, no. 6, pp. 33–37. (In Russ.)
24. Glavnova E.N., Zhukovskaya E.A., Dmitruk D.N., Butorina M.A. Features of the geological structure and development of the Archinskoye field. *Oil Industry*, 2014, no. 2, pp. 110–113. (In Russ.)
25. Belozеров V.B., Korovin M.O. M1 formation tectono-structural features and gas – oil potential within Archinskaya area Paleozoic basement (Western Siberia). *Journal of Mining Institute*, 2024, vol. 268, pp. 520–534. (In Russ.)
26. Kupriyanova K.A. Geological factors of forecasting well productivity in a carbonate collector. *Problems of geology and subsoil development*. Tomsk, TPU Publ. House, 2023. Vol. 2, pp. 51–53. (In Russ.)
27. Malkhasyan K.A., Konoshonkin D.V., Shadrin A.S. Reconstruction of the history of the tectonic development of the Nyrol depression based on Sandbox experiments. *Izvestiya UGGU*, 2022, Iss. 2 (66), pp. 59–70. (In Russ.)
28. Yanin A.N., Pavlov M.S., Galeev D.R., Baryshnikov A.V. Development of Paleozoic deposits at the Maloichskoye oil field. *Drilling and oil*, 2015, no. 7–8, pp. 48–53. (In Russ.)

Information about the authors

Vladimir B. Belozеров, Dr. Sc., Head of the Laboratory of Geology, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. belozerovvb@hw.tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1330-7485>

Diana M. Ovcharenko, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. dmo4@tpu.ru

Lyubov A. Krasnoshchekova, Cand. Sc., Associate Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. Krasnl@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-6444-9494>

Yulia A. Uzhegova, Engineer, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. uzhegovaya@hw.tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-4658-6399>

Received: 21.02.2025

Revised: 24.03.2025

Accepted: 10.04.2025