ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья

Структурно-тектонические особенности строения и нефтегазоносность пласта M_1 отложений палеозойского фундамента Арчинской площади (Западная Сибирь)

В.Б.Белозеров, М.О.Коровин✉

Томский политехнический университет, Томск, Россия

Как цитировать эту статью: Белозеров В.Б., Коровин М.О. Структурно-тектонические особенности строения и нефтегазоносность пласта M_1 отложений палеозойского фундамента Арчинской площади (Западная Сибирь) // Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 520-534. EDN XDUIIJ

Аннотация. Оценка перспектив нефтегазоносности фундамента Западно-Сибирской плиты во многом зависит от структурно-стратиграфических представлений строения рассматриваемого комплекса. Новые инновационные процедуры обработки сейсмической информации, детальные стратиграфические исследования палеозойских отложений и расширенные комплексы геофизических исследований в скважинах существенно изменяют представление складчато-блокового строения пород фундамента и ранее разработанные модели строения залежей углеводородов. Детальные исследования, проведенные в пределах Арчинского поднятия, показали, что палеозойские отложения образуют контрастную складчатую структуру, осложненную блоковой тектоникой. Значительная амплитуда блоковых смещений предопределяет литолого-стратиграфическую неоднородность пород эрозионно-тектонической поверхности фундамента, а выделяемые стратиграфические блоки контролируют распределение нефтеносности в пределах Арчинской площади. Складчатая структура фильтрационно-емкостной неоднородности палеозойских отложений отражается в распределении углеводородного насыщения разреза скважин, формируя самостоятельные для процесса разработки газовую, нефтяную и водонефтяную зоны. Приуроченность антиклинальных структурных форм пород фундамента к опущенным, а синклинальных к приподнятым блокам предопределяет при оценке перспектив нефтегазоносности глубинного палеозоя постановку поисковых работ в пределах более молодых стратиграфических блоков.

Ключевые слова: доюрский осадочный комплекс; породы фундамента; сейсморазведка; нефтегазоносность; отражающий горизонт; структурные формы

Поступила: 21.11.2022 ***Принята: 02.05.2024*** ***Онлайн: 18.07.2024*** ***Опубликована: 26.08.2024***

Введение. В связи с неоднозначностью интерпретации исходной информации у разных авторов отмечаются различия в трактовках особенностей тектонического развития фундамента Западной Сибири не только с точки зрения анализа строения отдельных ее частей, но и общего подхода, предусматривающего привлечение либо геотектонической концепции тектоники плит, либо геосинклинальной концепции. С позиции тектоники плит в опубликованной литературе палеозойский этап преобразования изложен в рамках всей Западно-Сибирской плиты (ЗСП) [1-3], отдельных ее частей [4-6], сопредельных территорий [7, 8] и общепланетарных реконструкций [9-11], где представлены обобщенные схемы тектонических преобразований без конкретизации особенностей геологического строения отдельных частей территорий, что не позволяет использовать рассматриваемый материал при детальном изучении конкретных локальных участков.

Вся накопленная фактическая информация по отложениям фундамента Западной Сибири реализована в построении тектонических карт и карт вещественного состава крупного и среднего масштаба, отражающих особенности ее тектонического развития в палеозойскую эру в целом для ЗСП [12-14], отельных ее частей [15-17] и в связи с нефтегазоносностью [18, 19], интерпретирована в рамках геосинклинальной концепции.

Авторы одной из последних работ по геотектоническому районированию фундамента ЗСП, включающей новые результаты глубокого бурения [20], внося корректировки в ранее

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 520-534
© В.Б.Белозеров, М.О.Коровин, 2024

представленные схемы тектонического районирования, обращают внимание на то, что спорные нововведения исследователей последних лет совершенно не учитывают важные достижения предшественников – А.П.Карпинского, В.А.Обручева, А.Д.Архангельского, Н.С.Шатского и др. В их понимании «новые предложения должны опираться на предыдущие тектонические схемы с аргументированным указанием тех или иных изменений».

В пользу геосинклинальной модели развития Западной Сибири в палеозойскую эру свидетельствует формационное строение разрезов выделяемых структурно-фациальных районов[1] (рис.1). В соответствии с классификацией типов формационных рядов геоструктурных зон, предлагаемой В.Е.Хаином, в структурно-фациальных районах, относимых к геосинклинали (районы 3-7, 10), основание разрезов в стратиграфическом диапазоне ордовик – силур слагает спилит-кератофировая, глинисто-кремнистая, яшмовая формации (базальт-андезиты, глинисто-кремнистые сланцы, яшма). Выше (девон – нижний карбон) залегает карбонатно-терригенная формация с включением магматических (базальты, андезиты) и эффузивных пород. Завершаются разрезы (средний карбон – пермь) лимнической угленосной формацией, представленной переслаиванием углистых сланцев, песчаников и конгломератов.

В пределах миогеосинклинали, объединяющей структурно-фациальные районы 1, 2, 13, 15-20, основание разрезов (ордовик) слагает аспидная формация (метаморфизованные аргиллиты и филлитизированные сланцы). Далее (силур – нижний карбон) следует терригенно-карбонатная формация (переслаивание известняков, доломитизированных известняков, доломитов, песчаников, аргиллитов с включением базальтов, туфов и эффузивов). Завершаются разрезы (средний карбон – пермь) континентальной сероцветной грубообломочной формацией, слагаемой переслаиванием аргиллитов, углистых аргиллитов, алевролитов, песчаников и конгломератов. Для разрезов геосинклинали и миогеосинклинали характерны многочисленные стратиграфические несогласия различного возрастного диапазона.

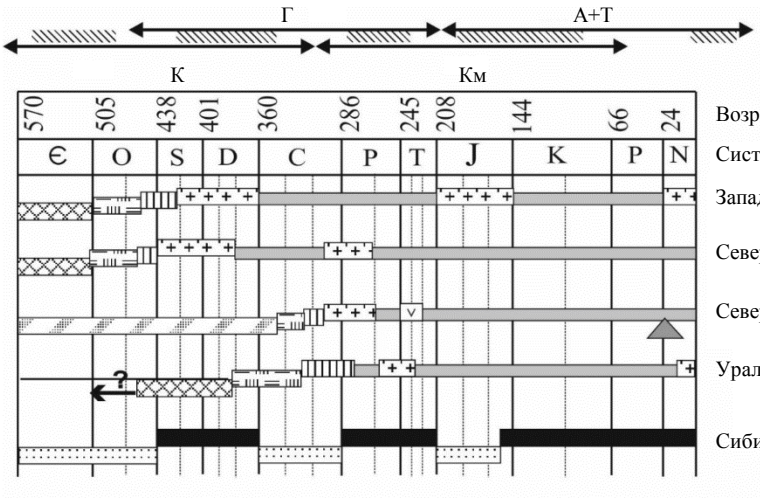
Подтверждает геосинклинальную модель формирования отложений палеозоя ЗСП и работа [20], в которой всесторонне обобщены биостратиграфические и геохронологические материалы по доюрскому фундаменту Западной Сибири и выполнено сопоставление геологической информации с данными сейсморазведки. По результатам исследований авторы выделяют Урало-Алтайскую область с возрастом фундамента 250 млн лет. Проведенное геотектоническое районирование этой области на Уралиды и Алтаиды хорошо согласуется с формационным делением этой территории на эвгеосинклиналь и миогеосинклиналь (рис.1). Так как геоструктурные зоны фундамента ЗСП являются продолжением тектонических структур ее обрамления, возможно сопоставление истории их развития. В качестве основы истории развития геоструктурных зон обрамления принята предложенная В.В.Белоусовым [21] диаграмма геосинклинальных, орогенных, платформенных и рифтовых стадий развития, в соответствии с которой на западе ЗСП выделяются герциниды Урала, на юге – каледониды и герциниды Северного Казахстана, на юго-востоке – салаириды и герциниды Западных Саян и на востоке – байкалиды Сибирской платформы (рис.1, *а*).

В сопоставлении геоструктурных зон начальной стадии тектонического развития Уралиды могут быть отнесены к эвгеосинклинали, а Алтаиды к миогеосинклинали. Представленные сравнения хорошо согласуются с исследованиями В.С.Суркова и др. [13, 15], которые относят геосинклинальные комплексы Урала (Уралиды) к эвгеосинклинали, а Центрально-Западно-Сибирскую (Алтаиды) к миогеосинклинали. Кроме того, отмечается, что Уральская складчатая система развивалась по унаследованной схеме, где основные складчатые структуры представлены антиклинориями и синклинориями унаследованного типа, а Центрально-Западно-Сибирская система формировалась по инверсионной схеме. Основными ее структурами являются инверсионные антиклинории, возникшие на месте сланцевых геосинклинальных прогибов. Примеры палеогеоморфологического анализа отложений палеозойского комплекса и связанная с ним нефтегазоносность изложены в работах [22, 23], а вопросы освоения выделенных нефтеперспективных объектов представлены в исследованиях [24, 25].

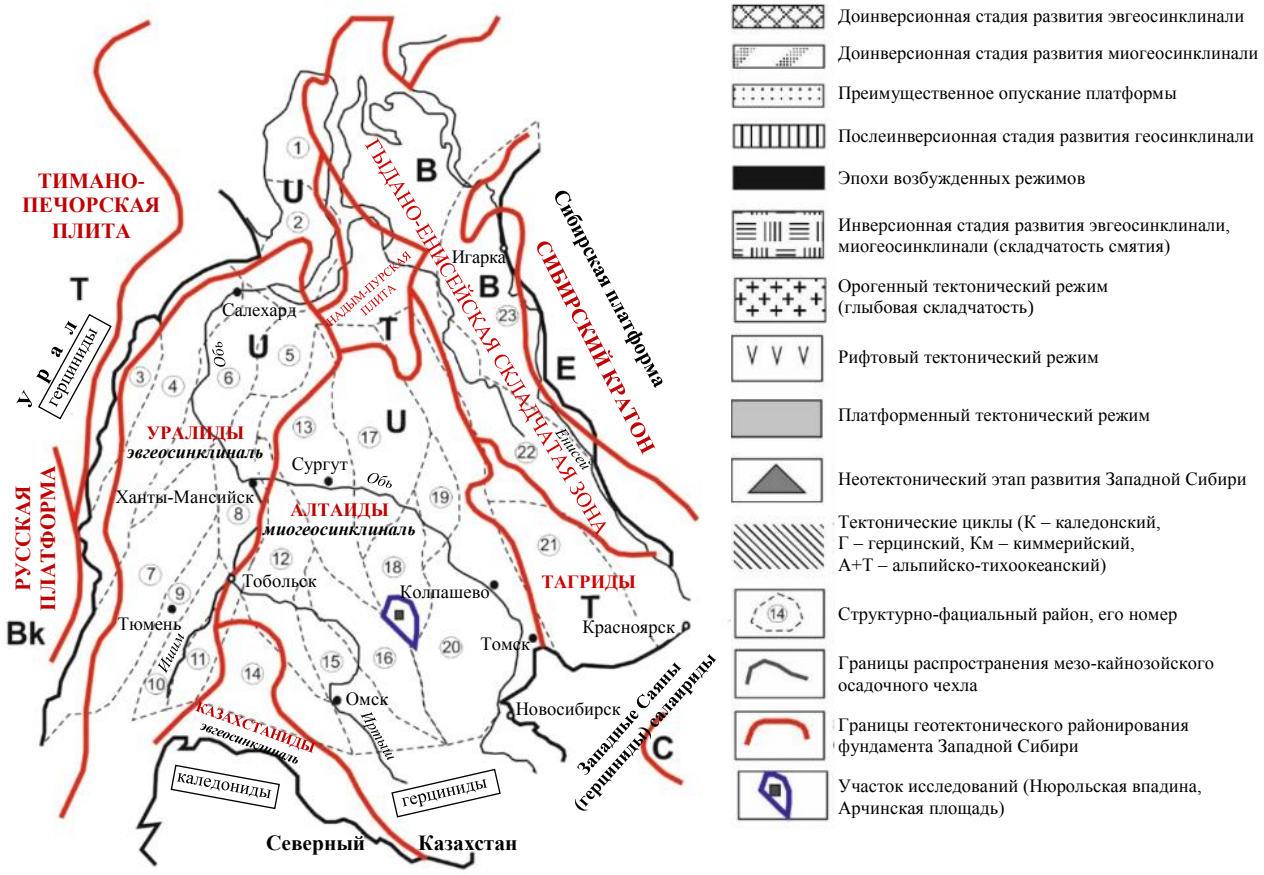
[1] Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И.Краснова. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1999. 79 с.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

а



б



E – енгидиниды (2515 млрд лет)
Bk – байкалиды (261 млрд лет)
B – байкалиды (625 млн лет)
T – тиманиды (500 млн лет)
C – салаириды (400 млн лет)
U – уралиды (250 млн лет)

Рис.1. Западно-Сибирская геосинеклиза: этапы тектонического развития (*а*) [20] и схема тектонического районирования (*б*) [21]

Структурно-фациальные районы: 1 – Бавоненковский; 2 – Новопортовский; 3 – Тагильский; 4 – Березово-Сартыньинский; 5 – Ярудейский; 6 – Шеркалинский; 7 – Шаимский; 8 – Красноленинский; 9 – Тюменский; 10 – Косолаповский; 11 – Уватский; 12 – Салымский; 13 – Усть-Балыкский; 14 – Ишимский; 15 – Тевризский; 16 – Туйско-Барабинский; 17 – Варьеганский; 18 – Нюрольский; 19 – Никольский; 20 – Колпашевский; 21 – Вездеходный; 22 – Тыйский; 23 – Ермаковский

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 520-534
© В.Б.Белозеров, М.О.Коровин, 2024

Согласно представленной геотектонической модели развития юго-восточной части ЗСП (рис.1, *б*), в палеозойско-мезозойскую эпоху на рассматриваемой территории проявились:

- миогеосинклинальный этап развития (кембрий, ордовик – средний карбон);
- складчатость смятия и инверсия (верхи верхнего и низы среднего карбона);
- складчатость орогенной фазы тектогенеза (верхний карбон – нижняя пермь);
- стадия рифтогенеза (нижний триас);
- платформенный (юра – палеоген) и неотектонический (конец палеогена) этапы тектонического развития.

Миогеосинклинальная стадия тектонического развития включала накопление терригенно-карбонатных (ларинская, межовская свиты силура) и карбонатных (армичевская, надеждинская, герасимовская, лугинецкая свиты девона) формаций, с подчиненным включением эффузивных и интрузивных пород. Складчатость смятия, деформировавшая ранее образованный осадочный комплекс пород, формировалась под действием сжимающих сил, а всем остальным тектоническим преобразованиям было свойственно растяжение в условиях сводового поднятия (инверсия, орогенез, рифтогенез, неотектоника) или погружения (платформенный этап).

На рассматриваемых этапах в условиях инверсии и орогенеза формировались магматические, эффузивные (пешеходная свита верхнего карбона – нижней перми) толщи, а в обстановке денудационной деятельности терригенные (киевская, чкаловская, омеличская, арчинская толщи нижней-верхней перми) формации. На рифтовом этапе развития отлагались терригенно-эффузивные (смоляная, средняя тоща нижнего – среднего триаса) и терригенные (стрежевая толща верхнего триаса) формации.

Методы. В качестве определяющих факторов формирования тектонической неоднородности пород фундамента Нюрольской впадины, в пределах которой расположено Арчинское поднятие (рис.1, *б*), можно выделить фазы складчатости смятия, орогенеза (рис.2, *а*) и рифтогенеза (рис.2, *б*) проявившиеся на рассматриваемой территории в карбоне, перми и триасе. На представленном рисунке складчатое строение палеозойского комплекса в пределах рассматриваемых площадей (Солоновская и Северо-Останиская [26, 27]) обосновано возрастными определениями его кровельной части и элементами залегания слоистости пород по результатам палеомагнитных исследований.

На Северо-Останиской площади в ядре синклинальной складки северо-западного простирания, выделенной по замерам углов наклона пород фундамента данными палеомагнитных исследований в скважинах 15, 7 и 3, вскрыты карбонатные отложения среднего девона. За пределами выделенной синклинальной складки в скважинах 6 и 13 кровля палеозойского фундамента представлена глинисто-кремнистыми образованиями нижнего-среднего карбона. В процессе складчатости смятия ранее сформированная осадочная толща была преобразована в складчатую систему, в пределах которой на границах синклинальных и антиклинальных поднятий формировались зоны деструкций и надвиговых сколов [28]. В дальнейшем, на стадии орогенеза, произошли инверсионные преобразования между интрогеосинклинальными и интрогеоантиклинальными геоструктурами, контролирующими карбонатный шельфовый (интрогеоантиклиналь) и глинистый депрессионный (интрогеосинклиналь) типы седиментации [13]. В результате инверсионных преобразований Нюрольская впадина, являющаяся интрогеоантиклинальной шельфовой зоной миогеосинклинальной стадии развития, в орогенную фазу складчатости была преобразована в межгорную впадину [13, 14]. В посторогенный этап горная система подверглась эрозии, в результате которой межгорные впадины были заполнены осадочными образованиями перми (киевская, чкаловская, омеличская, арчинская толщи).

Начальная стадия рифтогенеза, связанная с образованием сводового поднятия в пределах миогеосинклинальной зоны [14], наряду с активизацией магматической деятельности предопределила интенсивное проявление блоковой тектоники по ранее созданным зонам деструкции в крыльевых частях складок. В результате процесса сводового растяжения сформировался контрастный грабен-горстовый рельеф, в котором грабены были представлены антиклинальными, а горсты синклинальными складками фундамента. Далее складчато-блоковая неоднородность палеозоя в триасе и нижней юре подвергалась интенсивным эрозионно-денудационным процессам с образованием коры выветривания и зон гипергенного преобразования кровельной части пород фундамента.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

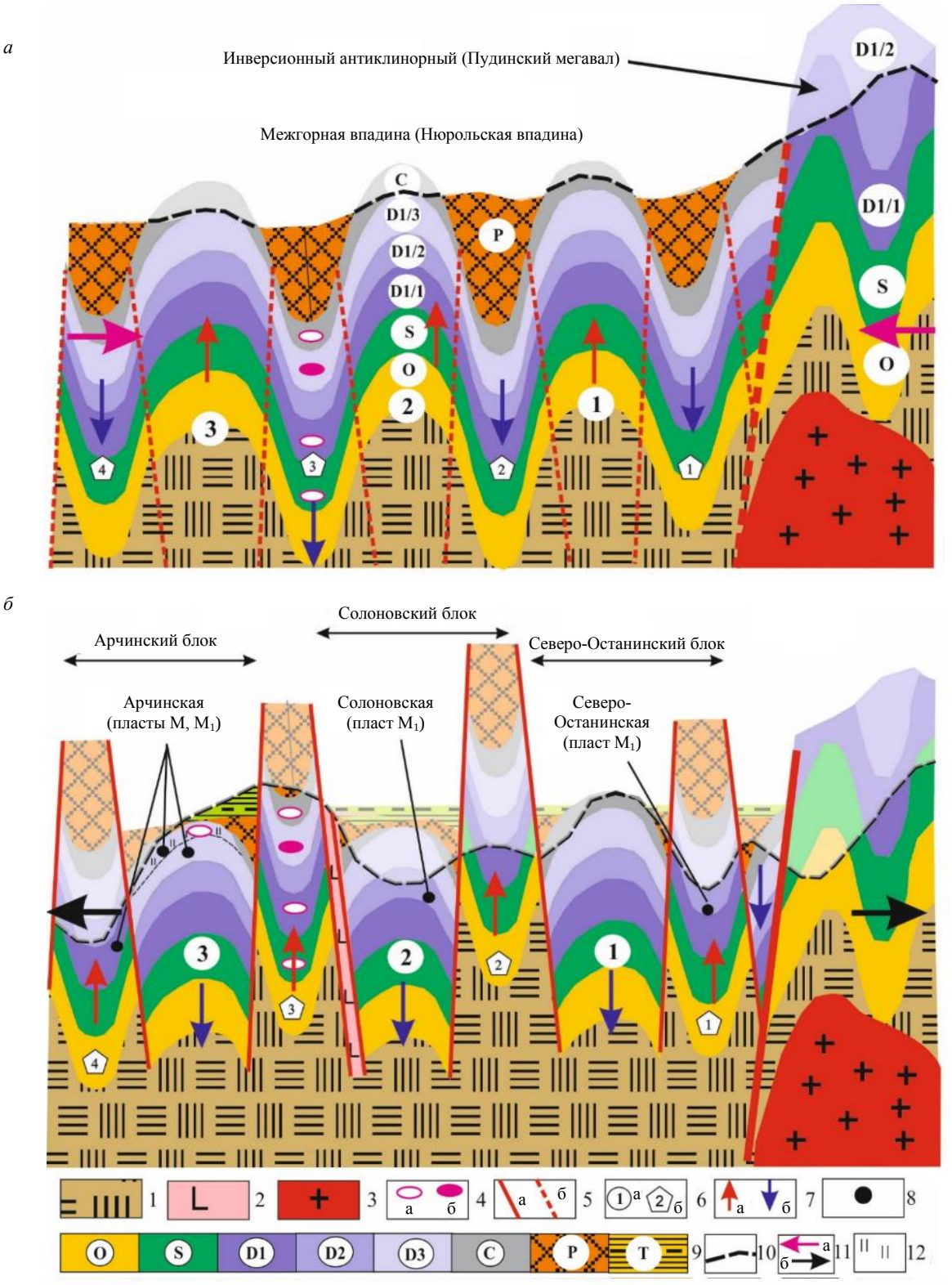


Рис.2. Схема тектонических преобразований миогеосинклинально-орогенного (*а*) и рифтогенного (*б*) этапов развития юго-восточной части Нюрольской впадины

1 – складчатое основание предшествующего этапа тектонического развития; 2 – эффузивные образования триасового рифтогенеза; 3 – гранитные батолиты; 4 – туфы (а) и базальты (б) в составе осадочных пород; 5 – тектонические нарушения (а) и зоны деструкции (б); 6 – антиклинальные (а) и синклинальные (б) складки; 7 – восходящие (а) и нисходящие (б) тектонические движения; 8 – тектоно-стратиграфическая приуроченность залежей углеводородов; 9 – осадочные образования миогеосинклинального этапа (ордовика, силура, нижнего, среднего и верхнего девона, карбона), посторогенного (перми) и рифтового (триаса); 10 – эрозионная поверхность; 11 – горизонтальные напряжения сжатия фазы складчатости смятия в среднем-верхнем карбоне (а), горизонтальные напряжения растяжения фазы триасового рифтогенеза (б); 12 – кора выветривания

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 520-534
© В.Б.Белозеров, М.О.Коровин, 2024

Следует учитывать, что нефтегазоносность рассматриваемого палеозойского комплекса может быть связана с отложениями коры выветривания пород фундамента, выходящих на эрозионно-тектоническую поверхность (пласт М), кровельной частью пород фундамента (пласт $М_1$) и более глубокими его горизонтами (пласты $М_2$, $М_3$ и т.д.). Формирование коллекторов более глубоких частей разреза палеозойского карбонатного комплекса обусловлено проявлением гидротермальных процессов и образованием коры выветривания в период миогеосинклинальной стадии тектонического развития рассматриваемой территории.

На Арчинской площади отложениями коры выветривания пласта М являются бокситы, сформированные в результате гипергенной проработки основных эффузивов, а коренные отложения палеозоя представлены органогенными известняками. Генетическая связь коры выветривания с кровельной частью пород фундамента позволяет объединить пласты М и $М_1$ в нефтегазоносный горизонт зоны контакта (НГГЗК), однако пространственное развитие рассматриваемых пластов довольно часто не носит унаследованный характер. Геологическое строение и нефтегазоносность Арчинской площади рассмотрены в ряде публикаций, где основное внимание уделено изучению структуры коллектора [29-31], особенностям геологического строения залежи углеводородов (УВ) [32-34] и ее разработки [35] и в меньшей степени тектоническим особенностям формирования пород фундамента. Роль складчато-блоковой тектоники в строении отложений палеозоя можно оценить на примере данных сейсморазведки, выполненной в пределах Урманско-Арчинской площади (рис.3, *а*), и литолого-стратиграфического анализа пород в глубоких скважинах Калиновой площади (рис.4).

Проведенная в 2014 г. компанией ООО «Славнефть-НПЦ» постстековая обработка данных 3D-сейсморазведки на Урманско-Арчинской площади [34] наглядно показывает контрастную, складчато-блоковую структуру фундамента (см. рис.3, *а*). Если рассматривать условный отражающий горизонт глубинного палеозоя ФЗ по сейсмическому профилю 01 в качестве стратиграфической границы, можно отметить, что вертикальное стратиграфическое смещение границ блоков по тектоническому нарушению № 7 составляет около1000 м.

Реверсивный характер тектонических движений миогеосинклинально-орогенного и рифтогенного этапов развития в пределах Арчинско-Урманского поднятия (см. рис.2) может пояснить рис.3, *а*, где скважина U03 расположена в зоне антиклинальной, а скважина U06 – синклинальной складок палеозойского комплекса. Верхнедевонский возраст кровли палеозойских отложений в скважине U03 свидетельствует о том, что на рифтовом этапе развития антиклинальный блок имел тенденцию к погружению, а нижнедевонский возраст кровли фундамента в скважине U06 указывает на восходящее движение блока синклинальной складки. Аналогичные тенденции тектонических дислокаций отмечаются и по сейсмическому профилю 02 (рис.3, *б*), анализ которых приведен в статье [36].

Похожие результаты наблюдаются по особенностям распределения возрастных определений пород в глубоких скважинах Калиновой площади [37]. Так, по профилю скважин К06-К04-К07 отмечается последовательное смещение стратиграфической границы верхнего и среднего девона соответственно на 440 и 640 м. (рис.4, *а*). Еще более значительные вертикальные перемещения отмечаются между скважинами К07 и К05, где граница среднего и верхнего девона в скважине К07 выделяется на абсолютной отметке –4000 м, а нижняя граница среднего и нижнего девона в скважине К05 расположена на абсолютной отметке –3000 м. Если учитывать, что в пределах Нюрольской впадины вскрытые глубокими скважинами стратиграфические толщины составляют для нижнего девона до 500 м, среднего – 1000 м, а верхнего – 2000 м, то можно предполагать значительные масштабы вертикальных перемещений блоков фундамента.

Рассматривая соответствие складчатости фундамента Арчинско-Урманской площади особенностям вертикальных перемещений тектонических блоков (см. рис.3, *а*), можно отметить, что антиклинальным складкам, выделяемым на сейсмическом разрезе, соответствуют опущенные блоки фундамента, а синклинальным – приподнятые, что обусловлено особенностями их вертикального перемещения в результате сводового растяжения начальной стадии рифтогенеза. Подтверждается это и определениями возраста пород кровельной части фундамента в пробуренных скважинах Арчинско-Урманской площади [38]. В пределах синклинальных складок на эрозионно-тектоническую поверхность выходят породы нижнего девона (площадь Арчинская, скважина А05, площадь

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 520-534 EDN XDUIIJ
© В.Б.Белозеров, М.О.Коровин, 2024

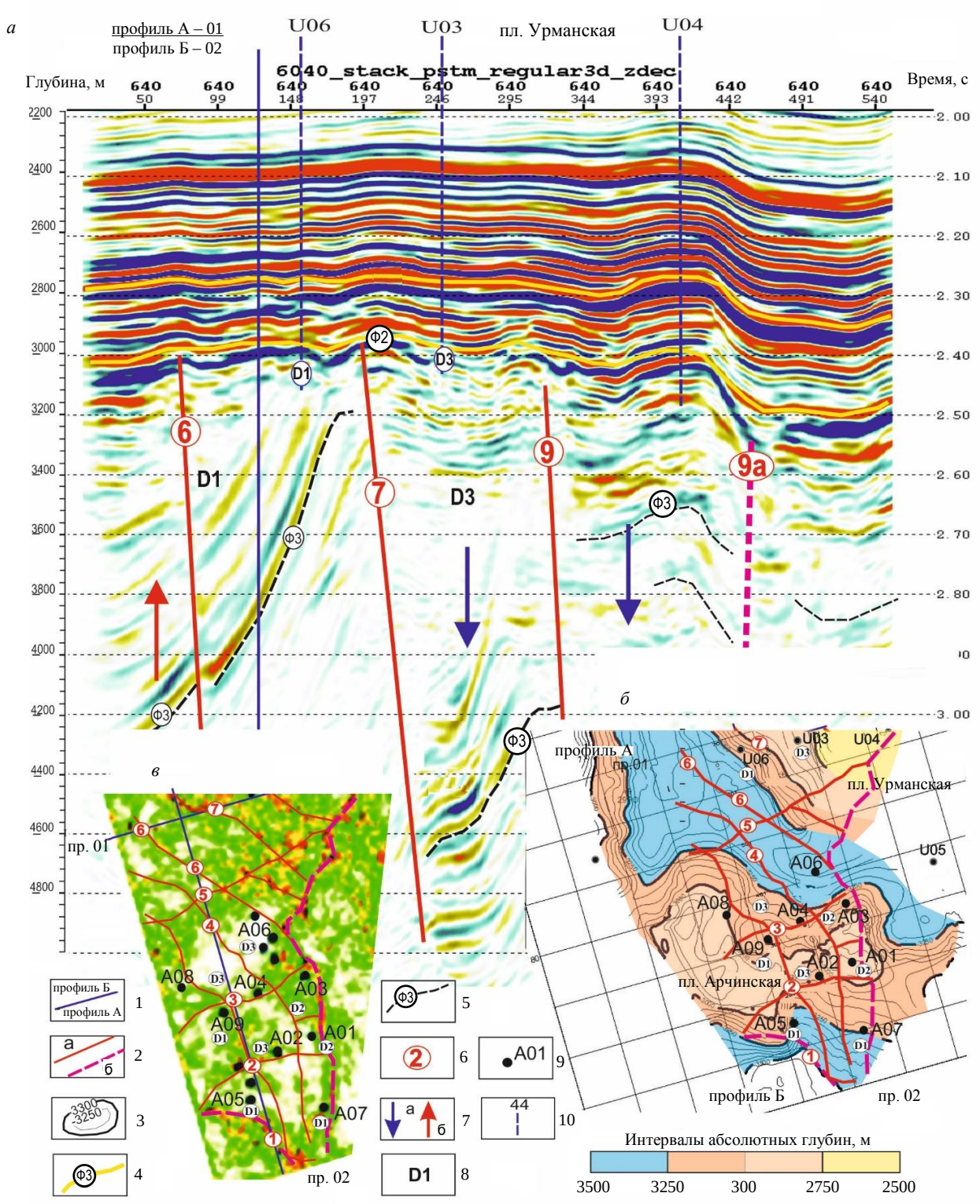


Рис.3. Складчато-блоковое строение фундамента Урмано-Арчинской площади по данным 3D-сейсморазведки (*а*, *в*) и структурная схема по отражающему горизонту Ф3 без учета влияния тектонических нарушений (*б*)
а – структурно-блоковая интерпретация фундамента по сейсмическому профилю А;
б – схематическая структурная карта глубинного палеозоя по отражающему горизонту Ф3 без учета смещения по тектоническим блокам; *в* – блоковая неоднородность фундамента по данным сейсмических профилей, карты некогерентности и по возрастным определениям кровли палеозоя

1 – сейсмические профили 3D-съемки; 2 – тектонические нарушения по данным 3D-сейсморазведки (а) и связанные с процессами триасового рифтогенеза (б); 3 – изогипсы условного отражающего горизонта Ф3 без учета вертикальных смещений по тектоническим нарушениям; 4 – отражающий сейсмический горизонт кровли фундамента (Ф2); 5 – прогнозное распределение сейсмических границ палеозойного фундамента; 6 – номер тектонического нарушения, выделенного по сейсморазведке; 7 – вертикальные перемещения блоков фундамента восходящие (б) и нисходящие (а); 8 – возраст пород кровли фундамента; 9 – скважина, ее номер; 10 – скважины, вынесенные на линию сейсмического профиля

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 520-534
© В.Б.Белозеров, М.О.Коровин, 2024

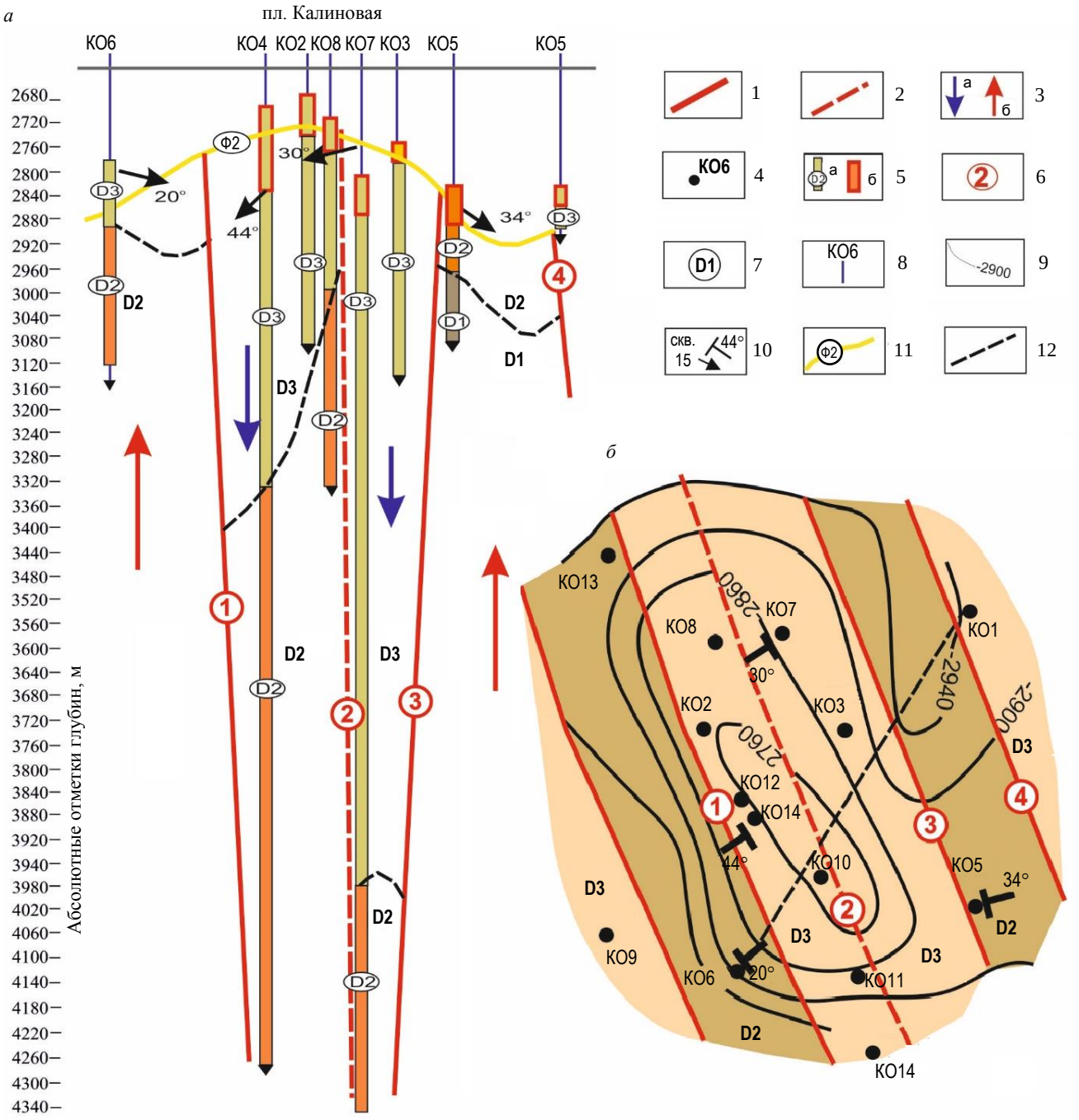


Рис.4. Стратиграфический разрез (*а*) и геологическая карта фундамента (*б*) Калиновой площади

1 – тектонические нарушения, разделяющие различные стратиграфические блоки; 2 – тектонические нарушения в пределах однородных стратиграфических блоков; 3 – погружение (а) и поднятие (б) крупных блоков фундамента; 4 – определение возраста пород фундамента по разрезу скважины (а) и интервалы коры выветривания (б); 5 – номер тектонического нарушения; 6 – возраст пород фундамента по данным пробуренных скважин; 7 – сейсмоизогипсы отражающего горизонта Ф2 (кровля пород фундамента); 8 – азимут и угол падения слоистости в отложениях палеозоя по данным ориентированного керна; 9 – отражающий сейсмический горизонт кровли фундамента Ф2; 10 – скважина, ее номер; 11 – скважины, вынесенные на линию профиля; 12 – линия геологического разреза

Урманская, скважина U06), а для зон антиклинальных поднятий свойственны породы верхнего девона (площадь Арчинская, скважина А04 и площадь Урманская, скважины U01 и U02). Не противоречат этому стратиграфическое расчленение разрезов и выполненные определения падения слоистости пород фундамента по данным ориентированного керна в скважинах Калиновой площади [39]. Так, распределение азимутов и углов падения слоистости в скважинах К06 (СВ – 70°), К04 (ЮЗ – 48°), К07 (ЮЗ – 60°), К05 (В – 60°) Калиновой площади (рис.4, *б*) свидетельствует о наличии антиклинальной складки палеозоя в стратиграфически опущенном блоке фундамента (рис.4, *а*).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© В.Б.Белозеров, М.О.Коровин, 2024

С учетом пространственного размещения условно выделенных отражающих горизонтов Ф3, Ф4 палеозойского комплекса Арчинской площади [36] и стратиграфического расчленения разрезов скважин была проведена попытка реконструкции палеозойской структурной формы до проявления тектонических нарушений, обусловивших значительные вертикальные перемещения блоков фундамента. Приведены результаты выполненной реконструкции (см. рис.3, *б*), в соответствии с которой в пределах Арчинской площади в разрезе фундамента можно выделить фрагменты двух синклинальных и одной антиклинальной складок северо-западной ориентировки. Тектонические нарушения по результатам работы [36] и рис.3, *а* выделялись на границе морфологического «разрыва» отражающих горизонтов палеозоя в соответствии со стратиграфической неоднородностью пород кровли фундамента в скважинах, результатами опробования скважин и интерпретации сейсмического атрибута некогерентности (рис.3, *в*). Приведенная на рис.3, *б* реконструкция складчатой системы глубинного палеозоя принимает во внимание вертикальные перемещения блоков фундамента. С учетом проблематичности выделения одновозрастного отражающего горизонта в рассматриваемой совокупности отражающих границ палеозоя представленная на рис.4, *в* карта, показывая общие тенденции структурного плана анализируемых отложений, является условной. По результатам выполненных построений антиклинальная складка Арчинского поднятия не прямолинейная и осложнена деформациями изгиба.

Представленная реконструкция хорошо согласуется с данными падения и простирания слоистости девонских отложений по данным азимутального электрического микроимеджера (FMI) в эксплуатационных скважинах А11, А14, А13, А10, А12 (рис.5, *а*). Как следует из рисунка, анализируемые скважины пробурены на юго-восточном склоне изгибающейся антиклинальной структуры в пределах Арчинского поднятия. Азимуты падения отражают морфологические особенности строения складки на участке ее изгиба (скважина А12) и погружающегося крыла (скважины А11, А14, А13, А10). Углы падения закономерно увеличиваются от осевой части складки в скважинах А14 и А11, где изменяются от 10 до 36°, и по направлению склона в скважинах А12, А13, А10 с углами падения 38-74°.

Блоковая, слоисто-складчатая неоднородности палеозойских отложений влияют и на распределение нефтегазоносности в породах фундамента Арчинской площади, где по результатам поисково-разведочного бурения в нефтегазоносном горизонте зоны контакта, представленном бокситами коры выветривания пласта М и органогенными известняками пласта $М_1$, была выявлена массивная газонефтяная залежь. Качественная характеристика фильтрационно-емкостной модели пласта $М_1$ Арчинского поднятия дана в работе [40], в соответствии с которой коллектор на месторождении представлен кавернозно-порово-трещиноватыми известняками, где пористость по ГИС достигает 9,4-29 %, а проницаемость от 0,24 до $8{,}4\cdot10^{-3}$ мкм^2. Поры в известняках связаны с биопустотами (амфипоровые известняки) и межкристаллитными порами в участках раскристаллизации кальцита. Трещины в известняках имеют катагенетическое и тектоническое происхождение. Катагенетические трещины (микротрещины) представлены стилолитовыми швами, ориентированными по наслоению породы и заполненными глинисто-органическим материалом, а тектонические трещины (макротрещины) образуют системы из субпараллельных и пересекающихся трещин разной генерации. В непроницаемых разностях известняков трещинное пространство полностью залечено кальцитом.

Каверны в породе, как правило, распределены неравномерно и имеют размеры от 1 мм до 10-15 мм. Форма каверн неправильно-округлая, стенки извилистые, иногда инкрустированы кристаллами доломита, к которым приурочены примазки битума. Низкий вынос керна из палеозойских отложений в поисковых и разведочных скважинах Арчинской площади не позволяет корректно оценить фильтрационно-емкостную характеристику карбонатных пород. Оценка коллекторских свойств, выполненная по плотным карбонатным разностям в скважинах А07, А06, свидетельствует, что при пористости 0,2-0,3 % порода не проницаема. При опробовании таких интервалов на динамических уровнях 770-850 м получают незначительные (0,18-0,14 м^3/сут)

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 520-534
© В.Б.Белозеров, М.О.Коровин, 2024

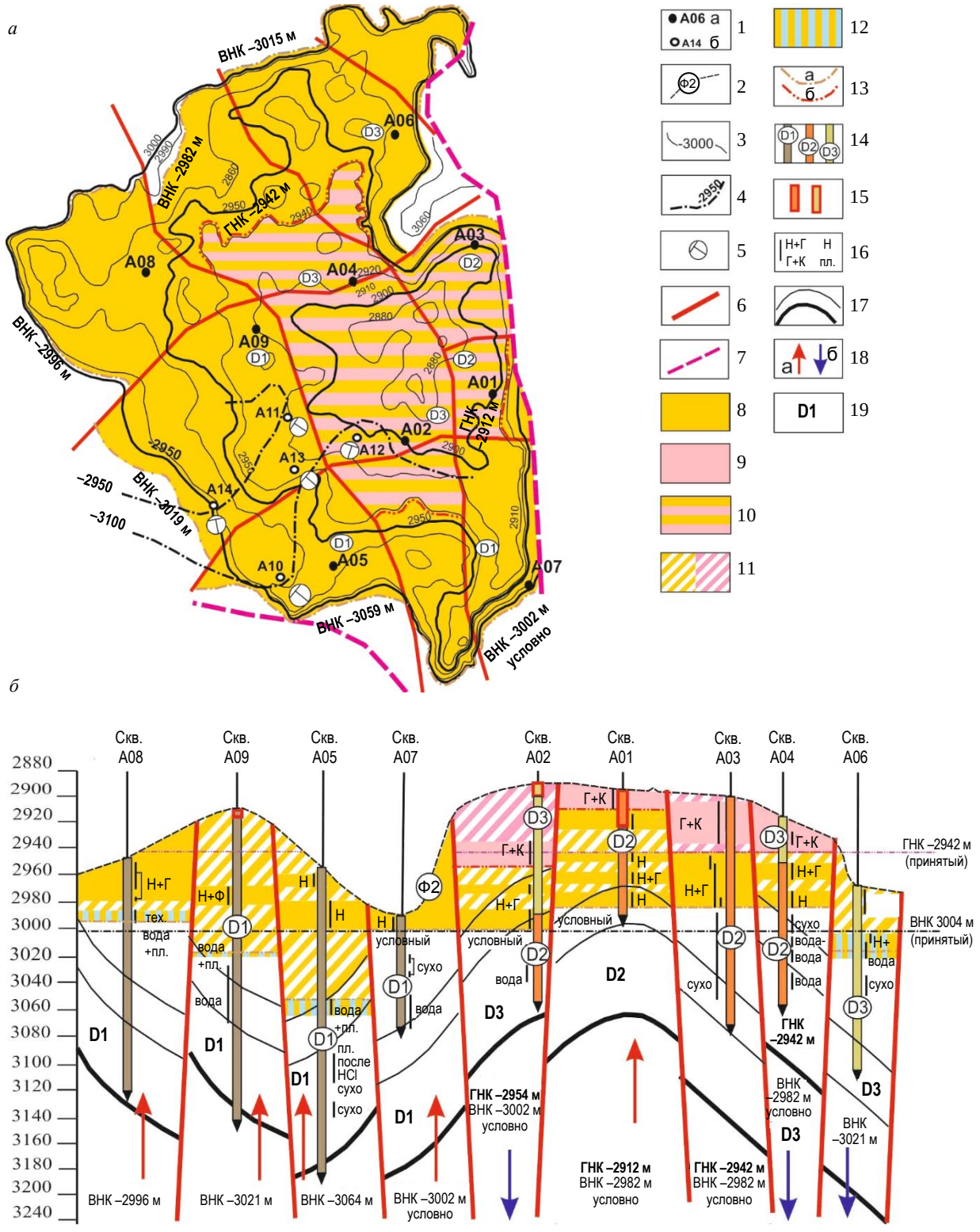


Рис.5. Распределение нефтегазоносности для пласта M_1 Арчинской площади в плане (*а*) и разрезе (*б*)

1 – поисковая (а) и эксплуатационная (б) скважина, ее номер; 2 – кровля фундамента; 3 – сейсмоизогипсы отражающего горизонта Ф2 (кровля фундамента); 4 – условные изогипсы палеозойской складки по отражающему горизонту Ф3; 5 – азимуты падения и простирание в слоистости пород фундамента по данным FMI; 6 – тектонические нарушения разных стратиграфических блоков; 7 – тектонические нарушения, связанные с процессами триасового рифтогенеза; 8 – залежь нефти; 9 – залежь газоконденсата; 10 – залежь нефти с газовой «шапкой»; 11 – прогнозные интервалы нефтегазоносности в пределах блока; 12 – водонефтяное насыщение слоистого коллектора; 13 – водонефтяные (а) и газонефтяные (б) контакты; 14 – интервалы определения возраста в керне скважин; 15 – отложения коры выветривания; 16 – интервал опробования и его результат (Г+К – газ и конденсат, Н – нефть, Н+Г – нефть и газ, пл. – пленка нефти, Н+Ф – нефть и фильтрат); 17 – складчатая структура фундамента; 18 – вертикальные перемещения блоков фундамента восходящие (а) и нисходящие (б); 19 – возраст блоков фундамента

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

дебиты нефти или воды. Фильтрационно-емкостные характеристики доломитов замещения более значительны. Так, в скважинах А01 и А02 при пористости 1-4 % проницаемость достигает $20\text{-}30\cdot10^{-3}$ мкм^2. Дебиты нефти из таких интервалов на 4-миллиметровом штуцере составляют от 14 до 19 м^3/сут Наиболее проницаемые интервалы, где дебиты нефти на 8-миллиметровом штуцере могут составлять 109 м^3/сут (скв. А08), керном не охарактеризованы, но они фиксируются при бурении поглощением бурового раствора и «провалом» инструмента.

В соответствии с существующими представлениями геологического строения продуктивного коллектора [34] газонефтяной (ГНК) и водонефтяной (ВНК) контакты залежи пласта $М_1$ в пределах месторождения на Арчинской площади выделены соответственно на абсолютных отметках –2942 м и –3004 м (рис.5, *б*). Полученные результаты в процессе поисково-разведочного и эксплуатационного бурения во многом противоречивы и свидетельствуют о более сложном распределении УВ в разрезе и по площади, что может быть связано как с блоковой неоднородностью фундамента, так и слоисто-складчатой неоднородностью пород, его слагающих. По данным сейсмогеологической интерпретации, результатам испытания скважин и выполненным стратиграфическим исследованиям в пределах месторождения на Арчинской площади выделяется ряд самостоятельных в нефтегазоносном отношении блоков (рис.5). По фазовому распределению УВ в разрезах скважин зону нефтегазоносности территориально можно разделить на нефтяную, включающую западную группу блоков, и газонефтяную, характерную для тектонических блоков центральной и восточной части месторождения (рис.5, *б*).

В западной группе нижнедевонских блоков (скв. А08, А09, А05), где вскрыты темно-серые до черного мергели с линзами биокластических известняков армичевской (скв. А09) и серые, кремовые, глобоидные известняки надежденской (скв. А05) свит, отмечаются различия как по уровню определяемых ВНК, так и по дебитам нефти в пределах рассматриваемых тектонических блоков. Наиболее высокие отметки ВНК (–2996 м) соответствуют северному, а наиболее низкие (–3064 м) южному блокам. В соответствии с проведенными испытаниями скважин дебиты нефти в пределах северного и южного блоков составили от 108,6 (скв. А08, штуцер 8 мм) до 74 м^3/сут (скв. А05, штуцер 3,2 мм), а при испытании нефтяной части пласта $М_1$ центрального блока в скважине А09 получены переливы нефти и фильтрата бурового раствора дебитом 2,1 м^3/сут.

Центральная группа верхнедевонских блоков в литологическом отношении охарактеризована оолитово-сгустково-детритовыми, водорослево-фораминиферовыми известняками с прослоями известковистых аргиллитов лугинецкой свиты. По результатам испытания скважин ВНК выявленных залежей УВ центрального и северного блоков рассматриваемой группы приняты условно на отметках –3002 м (скв. А02) и –2989,2 м (скв. А04). Различия в распределении отметок ГНК центрального (а.о. ГНК –2954 м) и северного (а.о. ГНК –2942 м) блоков свидетельствуют об их гидродинамической изоляции. Для южного блока ввиду отсутствия данных глубокого бурения представлен прогноз возможных зон локализации газонефтяных залежей.

Нефтегазоносность восточной части Арчинского месторождения связана с группой блоков различной стратиграфической принадлежности. Верхнедевонский северный блок (скв. А06) представлен отложениями лугинецкой свиты. Два центральных среднедевонских блока (скважины А03, А01) слагают коричневые, темно-серые, биоморфные, строматопорово-коралловые, брахиоподовые известняки герасимовской свиты. В южном нижнедевонском блоке (скв. А07) вскрыты известняки надежденской свиты.

По результатам испытания ВНК для северного блока в скважине 06 определен на отметке –3015 м. По остальным блокам он принят условно на отметках –2982 м (скважины А01, А03) и –3002 м (скв. А7). При испытании скважин наиболее низкие дебиты нефти 0,18 м^3/сут на динамическом уровне –850 м отмечены в скважине А07 южного нижнедевонского блока.

Для газовых залежей центральных блоков наиболее высокая отметка ГНК –2912 м определена в скважине А01. В скважине А03 ГНК выделяется на отметке –2942 м. В северном блоке скважина А06, пробуренная на северо-восточном крыле структуры, газовую залежь не выявила. Однако

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

высокий газовый фактор (167 м^3/м^3) при испытании нижних интервалов перфорации предполагает возможность ее наличия в гипсометрически повышенной зоне. В пределах южного нижнедевонского блока (скв. А07) с учетом отсутствия газоносности в аналогичных стратиграфических блоках западной части месторождения наличие газовой залежи не прогнозируется.

Сложное литологическое переслаивание разрезов палеозойских отложений, осложненных трещиноватостью, формирует контрастную, слоистую, фильтрационно-емкостную неоднородность пласта $М_1$, что проявляется как в процессе бурения, так и испытания продуктивного коллектора. При наличии в разрезе прослоев кавернозно-трещиноватых известняков в процессе бурения отмечается поглощение бурового раствора до полной потери циркуляции, что выявлено при бурении скважины А03 и изложено в работе [36], а при испытании фиксируются разные дебиты притока флюида при опробовании различных интервалов перфорации пласта. Примером может служить скважина А01, где в нефтяной части пласта $М_1$ выполнено опробование четырех интервалов (рис. 5). В интервалах нефтяных притоков дебиты составили от 0,082 до 0,7 м^3/сут при динамических уровнях 1219-895 м, а в интервалах газонефтяных притоков на 4-миллиметровом штуцере получены притоки нефти 14,2-3,14 м^3/сут и газа 23,4-16,6 тыс. м^3/сут. Пример неоднородной структуры проницаемых прослоев в пределах газонефтяной части пласта $М_1$ скважины А03 представлен на разрезе рис.5.

По данным анализа генетического типа нефти в скважине А06 источником ее генерации были отложения девона [41, 42]. Складчатая структура наблюдаемой слоистой неоднородности разрезов палеозойского фундамента отражается в особенностях разработки. Учитывая значительные углы наклона слоистой неоднородности, особенно на крыльевых частях палеозойской структуры, в этих участках наиболее рационально бурение горизонтальных скважин в кровле пласта с ориентировкой ствола в крест простирания палеозойской складки. В этом случае скважина вскроет максимальное количество продуктивных прослоев, увеличивая охват залежи по площади при максимальном удалении от границы ВНК. В сводовой части палеозойской складки возможно бурение наклонно направленных скважин.

Обсуждение результатов. Полученные данные свидетельствуют о наличии территориально обособленных залежей УВ в пределах выделяемых блоков палеозойского фундамента Арчинской площади (рис.5). Это увеличивает перспективы нефтеносности залежей УВ в тектонически экранированных ловушках, не связанных со структурными формами эрозионно-тектонической поверхности палеозойских образований, где отдельные стратиграфические блоки являются самостоятельными поисковыми объектами для залежей УВ.

Так, выделяемая по данным сейсморазведки антиклинальная складка по отражающему горизонту Ф3 западнее Арчинского поднятия может быть объектом для поиска залежи УВ в глубинных горизонтах палеозоя (см. рис.3, *б*). Кроме того, необходимо учитывать, что наличие непроницаемых прослоев в разрезе пород фундамента, с учетом его складчатой структуры, требует пересмотра представлений «массивного» типа залежей УВ в отложениях палеозойского фундамента на «массивно-слоистый». Это дает основание для более рационального проектирования эксплуатационного фонда горизонтальных и наклонно направленных скважин.

Исходя из особенностей тектонического развития анализируемой территории и результатов интерпретации данных сейсморазведки, залежи УВ структурного типа в глубоко залегающих коллекторах палеозоя будут приурочены к более молодым стратиграфическим блокам, контролирующим антиклинальные поднятия складчатой системы фундамента.

Учитывая сложные тектоно-стратиграфические условия формирования залежей УВ в отложениях палеозойского фундамента ЗСП, при комплексном подходе выделения нефтеперспективных объектов необходимо использовать данные высокоточной магнитной съемки [26] и электромагнитного зондирования [43], хорошо зарекомендовавшие себя на стадии поискового бурения в пределах Западной Сибири.

Заключение. Анализ строения залежей палеозойского фундамента в пределах Арчинской площади на основе новых данных по обработке сейсмической информации, стратиграфической

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

изученности рассматриваемой толщи и результатов эксплуатационного бурения позволяет сделать следующие выводы.

• Рассматриваемый осадочный комплекс представлен складчатой структурой, осложненной контрастными блоковыми движениями, что следует из интерпретации сейсмических разрезов и определений возраста пород кровли фундамента (см. рис.3). В отличие от принятой единой массивной залежи в целом для месторождения [34] выделяемые блоки контролируют пространственное распределение УВ и являются самостоятельными объектами поиска залежей УВ и их дальнейшей разработки, а определенные по ряду блоков условные уровни ВНК свидетельствует о возможном наращивании запасов УВ в их пределах (рис.5).

• Синклинальные складки пород фундамента соответствуют приподнятым, а антиклинальные – погруженными тектоническим блоками, что предопределяет поиск залежей УВ «структурного» типа в отложениях глубинного палеозоя в пределах более молодых стратиграфических блоков. Примером может служить скважина U04 Урманской площади (рис.3, *б*) расположенная в сводовой части палеозойской складки, но за пределами оконтуривающей изогипсы Урманской поднятия, где в пласте $М_2$, залегающем на 95 м ниже кровли фундамента, открыта промышленная залежь нефти. В пределах Арчинской площади перспективы глубинного палеозоя могут быть связаны с западным крылом поднятия, где выделяется контрастная антиклинальная палеозойская складка (рис.3, *б*).

• Неоднородное по литологическому составу и фильтрационно-емкостным характеристикам складчато-слоистое строение коллектора пласта $М_1$ требует пересмотра представлений «массивного» типа залежей УВ в отложениях палеозойского фундамента на «массивно-слоистый». Это дает основание для более рационального проектирования эксплуатационного фонда горизонтальных и наклонно направленных скважин, располагая первые в пределах крыльевых, а вторые в сводовых частях палеозойской складки.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Блэкберн Г.* Доклады Блэкберн: Палеозойский период Западной Сибири // ROGTEC. 2010. № 21. С. 12-25.

2. *Клещев К.А., Шеин В.С.* Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 2004. 214 с.

3. *Кузьмин М.И., Ярмолюк В.В., Кравчинский В.А.* Абсолютные палеогеографические реконструкции Сибирского континента в фанерозое: к проблеме оценки времени существования суперплюмов // Доклады Академии наук. 2011. Т. 437. № 1. С. 68-73.

4. *Иванов К.С., Конторович В.А., Пучков В.Н. и др.* Тектоника Урала и фундамента Западной Сибири: основные черты геологического строения и развития // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № 2с. С. 22-35.

5. *Сорохтин Н.О., Лобковский Л.И., Семилетов И.П.* Глубинный цикл углерода и формирование абиогенных углеводородов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 156-173.

6. *Vetrov E.V., De Grave J., Vetrova N.I. et al.* Tectonic Evolution of the SE West Siberian Basin (Russia): Evidence from Apatite Fission Track Thermochronology of Its Exposed Crystalline Basement // Minerals. 2021. Vol. 11. Iss. 6. № 604. DOI: 10.3390/min11060604

7. *Allen M.B., Anderson L., Searle R.C., Buslov M.* Oblique rift geometry of the West Siberian Basin: tectonic setting for the Siberian flood basalts // Journal of The Geological Society. 2006. Vol. 163. № 6. P. 901-904. DOI: 10.1144/0016-76492006-096

8. *Stampfli G.M., Borel G.D.* A plate tectonic model for the Paleozoic and Mesozoic constrained by dynamic plate boundaries and restored synthetic oceanic isochrons // Earth and Planetary Science Letters. 2002. Vol. 196. Iss. 1-2. P. 17-33. DOI: 10.1016/S0012-821X(01)00588-X

9. *Domeier M., Torsvik T.H.* Plate tectonics in the late Paleozoic // Geoscience Frontiers. 2014. Vol. 5. Iss. 3. P. 303-350. DOI: 10.1016/j.gsf.2014.01.002

10. *Pratt D.* Plate Tectonics: A Paradigm Under Threat // Journal of Scientific Exploration. 2000. Vol. 13. № 3. P. 307-352.

11. *Jian Li, Lianbo Zeng, Weilian Li et al.* Controls of the Himalayan deformation on hydrocarbon accumulation in the western Qaidam Basin, Northwest China // Journal of Asian Earth Sciences. 2019. Vol. 174. P. 294-310. DOI: 10.1016/j.jseaes.2018.12.015

12. Элементы тектоники Западно-Сибирской низменности и вопросы методики ее исследования / Под ред. И.В.Дербикова. Л.: Гостоптехиздат, 1960. 178 с.

13. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.

14. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.С.Суркова. М.: Недра, 1986. 149 с.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

15. *Сурков В.С., Жеро О.Г., Смирнов Л.В.* Складчатые системы и структуры доюрского фундамента / Палеозой юго-востока Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: Наука, 1984. С. 56-70.

16. *Иванов К.С., Берзин С.В., Вахрушева Н.В. и др.* Геологическое строение доюрского основания Юганско-Колтогорской зоны Западной Сибири // Литосфера. 2018. Т. 18. № 6. С. 839-858. DOI: 10.24930/1681-9004-2018-18-6-839-858

17. *Ivanov K.S., Puchkov V.N., Fyodorov Yu N. et al.* Tectonics of the Urals and adjacent part of the West-Siberian platform basement: Main features of geology and development // Journal of Asian Earth Sciences. 2013. Vol. 72. P. 12-24. DOI: 10.1016/j.jseaes.2013.02.029

18. *Кондаков А.П., Шадрина С.В.* Строение и перспективы нефтегазоносности доюрского основания Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2019. № 11. С. 78-81. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-11-78-81

19. *Hui Yuan, Shuai Yin, Li Dong, Chengqian Tan.* Restoration of the pre-Jurassic paleogeomorphology and its control on hydrocarbon distribution in western Ordos Basin // Energy Geoscience. 2022. Vol. 3. Iss. 4. P. 485-494. DOI: 10.1016/j.engeos.2021.06.007

20. *Бочкарев В.С., Брехунцов А.М.* Схема тектоники Урало-Сибирского региона // Горные ведомости. 2015. № 10 (137). С. 6-39.

21. *Белоусов В.В.* Основы геотектоники. М.: Недра, 1989. 382 с.

22. *Na Li, Jinliang Zhang, Wenlong Shen et al.* Recovery of the Erosion Thickness and Characterization of the Paleogeomorphology in the Southern Lishui Sag, East China Sea Shelf Basin // Journal of Ocean University of China. 2020. Vol. 19. Iss. 2. P. 320-330. DOI: 10.1007/s11802-020-3957-8

23. *Burbank D.W., Anderson R.S.* Tectonic Geomorphology. Oxford: Blackwell Science, 2001. 274 p.

24. *Santosh M., Feng Z.Q.* New horizons in energy geoscience // Energy Geoscience. 2020. Vol. 1. Iss. 1-2. P. A1. DOI: 10.1016/j.engeos.2020.05.005

25. *Yang Li, De-Hua Zhou, Wei-Hong Wang et al.* Development of unconventional gas and technologies adopted in China // Energy Geoscience. 2020. Vol. 1. Iss. 1-2. P. 55-68. DOI: 10.1016/j.engeos.2020.04.004

26. *Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцев В.А.* Методы изучения зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на примере литолого-геофизических исследований Северо-Останинского нефтяного месторождения (Томская область) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2015. № 1 (21). С. 53-63.

27. *Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С.* Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 6. С. 128-139.

28. *Бондаренко П.М.* Проблемы и перспективы моделирования конседиментационных структур / Экспериментальная тектоника в теоретической и прикладной геологии. М.: Наука, 1985. С. 50-62.

29. *Ковешников А.Е.* Резервуары нефти и газа в доюрских образованиях Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319. № 1. С. 147-151.

30. *Жуковская Е.А., Главнова Е.Н., Буторина М.А.* Тектоно-седиментационная модель как основа прогноза зон распространения трещинных коллекторов в карбонатных палеозойских отложениях Западно-Сибирской плиты (на примере Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения) / Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Материалы VII Всероссийского литологического совещания, 28-31 октября 2013, Новосибирск, Россия: в 3 т. Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 2013. Т. 1. С. 311-314.

31. *Главнова Е.Н., Тугарова М.А. Жуковская Е.А. и др.* Геолого-геофизическая характеристика и генезис доюрских отложений Урмано-Арчинской площади // Нефтяное хозяйство. 2015. № 6. С. 33-37.

32. *Белова Е.В., Рыжкова С.В.* Геолого-геофизические модели нефтегазовых скоплений в палеозойских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2000. № 4. С. 25-32.

33. *Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. и др.* Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) / Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: Сборник научных трудов. Новосибирск: Наука, 1991. С. 152-171.

34. *Харахинов В.В., Кулишкин Н.М., Шленкин С.И., Олюнин А.В.* Новые подходы к изучению нефтегазового потенциала доюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции // Геология нефти и газа. 2015. № 6. С. 63-77.

35. *Главнова Е.Н., Жуковская Е.А., Дмитрук Д.Н. и др.* Особенности геологического строения и разработки Арчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. № 2. С. 110-113.

36. *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. 7-16.

37. *Исаев Г.Д.* Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири. Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2007. 247 с.

38. *Макаренко С.Н., Савина Н.И.* Новые материалы по стратиграфии девона центральной части Нюрольской впадины (Томская область) / Региональная стратиграфия позднего докембрия и палеозоя Сибири: Сборник научных трудов. Новосибирск: Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, 2013. С. 124-132.

39. *Тищенко Г.И., Зятев Г.Г., Меркулов В.П. и др.* Опыт использования элементов залегания пород при моделировании залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 1990. № 10. С. 28-32.

40. *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 М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина, 8-12 апреля 2019, Томск, Россия: в 2 т. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. Т. 1. С. 264-266.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

41. *Бордюг Е.В*. Генетические типы нефтей на юго-востоке Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2011. № 6. С. 64-67.

42. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Лист О-44 (Колпашево). Объяснительная записка. СПб: ВСЕГЕИ, 2020. 214 с.

43. *Неведрова Н.Н., Санчаа А.М*. Применение электромагнитных зондирований становлением поля для нефтегазопоисковых исследований в Западной Сибири // Записки Горного института. 2013. Т. 200. С. 71-75.

***Авторы*: В.Б.Белозеров**, *д-р геол.-минерал. наук*, *профессор*, *https://orcid.org/0000-0003-1330-7485* (*Томский политехнический университет*, *Томск*, *Россия*), **М.О.Коровин,** *канд. геол.-минерал. наук*, *доцент*, *korovinmo@hw.tpu.ru*, *https://orcid.org/0000-0002-3270-2408* (*Томский политехнический университет*, *Томск*, *Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0