

УДК 551.73.553.98.044

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ ДЕВОНА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Белозёров Владимир Борисович¹,
belozerovvb@hw.tpu.ru

Аура Самид Гарсия Бальса¹,
garciaas@hw.tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью расширения ресурсной базы углеводородов Западной Сибири за счёт вовлечение в разработку залежей нефти в карбонатных коллекторах верхней части палеозойского фундамента.

Цель исследования: выяснить седиментационно-тектонические причины формирования коллекторов в верхней части палеозойского фундамента; выполнить прогноз пространственной ориентировки блоковых движений и зон трещиноватости пород фундамента в зависимости от тектонических преобразований территории в миогеосинклинальный этап развития; оценить возможность выделения нефтеперспективных зон методами сейсморазведки.

Объект: отложения палеозойского фундамента Северо-Останинской площади юго-восточной части Западно-Сибирской нефтяной провинции.

Методы: выделение в разрезах скважин однородных литологических пачек и их стратификация; сопоставление последовательности литологической неоднородности пород фундамента в разрезе с формационным составом миогеосинклинали на различных стадиях её развития; выяснение причин доломитизации органогенных карбонатов, контролирующей залежь нефти на месторождении; палеогеографические реконструкции Северо-Останинской площади на время формирования продуктивного пласта М1 (кровля пород фундамента); прогноз выхода карбонатных пород на эрозионно-тектоническую поверхность фундамента по анализу значений амплитуды отражающего горизонта Φ_2 (кровля фундамента).

Результаты. На конкретном материале показано соответствие последовательности чередования пород фундамента в разрезах скважин существующей модели формационного состава миогеосинклинали на различных стадиях её развития. Выявлена связь доломитизации органогенных известняков – основного объекта разработки, с экзогенным метасоматозом. Спрогнозирована ориентировка тектонических нарушений и трещиноватости породы в период проявления складчатости смятия, глыбовой и сводовой деформации на этапах миогеосинклинального и рифтового развития территории. Реконструировано распределение фациальных обстановок седиментации на время формирования органогенной постройки. По данным сейсморазведки спрогнозированы зоны выхода на поверхность фундамента органогенных карбонатов, перспективных для поиска залежей нефти.

Ключевые слова:

Доюрские карбонатные породы, Западная-Сибирь, эндогенный и экзогенный метасоматоз, сейсморазведочные работы, формационный анализ, геоструктурная зона.

Введение

В формировании нефтегазоносности палеозойского фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской плиты участвуют три самостоятельных поисковых объекта: 1 – кора выветривания (пласт М), 2 – кровельная часть палеозойского фундамента (пласт М1), 3 – глубинный палеозой (пласт М2).

Нефтеносность коры выветривания и кровельной части палеозоя обусловлена генерацией углеводородов как собственно породами фундамента, так и терригенными отложениями нижней части платформенного чехла [1]. Продуктивность глубинных горизонтов связана с генерационным углеводородным потенциалом отложений палеозоя [2–4].

Одним из условий формирования ловушки нефти и газа является наличие коллектора. Формирование проницаемости в коре выветривания определяется типом породы и степенью её преобразования в процессе гипергенеза [5]. Проницаемость кровельной и глубинной частей палеозоя обусловлена первичным составом отложений и их изменением в процессе гипергенеза, эндогенного и экзогенного метасоматоза [6–9].

В качестве нефтепоисковых объектов залежей углеводородов в кровельной части палеозоя выступают эрозионно-тектонические останцы фундамента и отдельные его блоки [10]. Северо-Останинское месторождение контролируется блоковой структурой фундамента. Учитывая, что основная часть эрозионно-тектонических останцов опойскована глубоким бурением, резерв углеводородного сырья в нефтеперспективных блоках фундамента может быть значительным [11, 12].

Однако прогноз таких зон требует определённого подхода в построении геологической модели палеозойской залежи, отличного от ныне существующего. В настоящее время при построении геологической модели анализируется в основном литолого-стратиграфическая неоднородность продуктивной части разреза и не учитывается история тектонического развития территории. Возможно, в условиях уверенного картирования данными сейсморазведки поисковых объектов, связанных с эрозионными останцами, такой подход вполне оправдан, но для поисковых работ в блоках фундамента он недостаточен, и Северо-Останинское месторождение может служить тому примером.

Рассматриваемая залежь нефти, приуроченная к доломитам кровли фундамента, открыта случайно в результате профильного бурения в пределах юго-западного склона Пудинского мезовала, с целью поиска нефтеперспективной ловушки неантиклитнального типа в отложениях верхней юры. При бурении третьей по счёту скважины Северо-Останинская № 3 из кровельной части палеозойского фундамента на шестимиллиметровом штуцере был получен приток нефти дебитом 33 м³/сут. В разведочный этап оконтуривания месторождения пробурено 16 скважин, но притоки углеводородов получены лишь в трёх скважинах № 3, 5 и 7. В скважине 5 и 7 дебит нефти составил соответственно 121,5 и 89,8 м³/сут.

Методика исследования

Особенности строения залежи нефти Северо-Останинского месторождения отражены в многочисленных публикациях, где её геологическая модель представлена в виде авторских карт литологического состава кровельной части фундамента [10, 13–15].

В то же время целенаправленные исследования по выявлению нефтеперспективных зон в пределах отдельных блоков требуют совместного анализа седиментационных и тектонических процессов, участвующих в формировании палеозойского разреза. Эти два признака хорошо сочетаются в понятии формация.

Формационный анализ пород фундамента

Формационный подход при изучении геологического строения любой территории предусматривает проведение литолого-стратиграфического анализа разреза совместно с особенностями её тектонического развития в пределах определённой геоструктурной зоны. Тектоническое развитие рассматриваемой территории в палеозое соответствовало миогеосинклинали [16, 17]

В последовательности развития миогеосинклинали (таблица) В.Е. Хаин выделяет четыре стадии, в каждой из которых, в зависимости от климатических условий седиментации, формируется своя последовательность формаций [18]. В рамках представленной последовательности и будет рассмотрено геологическое строение пород фундамента Северо-Останинской площади.

Детальное литолого-стратиграфическое изучение промышленно нефтегазоносных образований палеозоя Северо-Останинской площади базировалось на результатах исследований, ранее проведённых сотрудниками ВНИГНИ [19] и Томского политехнического университета [20].

Основные выводы по генезису формирования продуктивного палеозойского коллектора месторождения на основе результатов работы ВНИГНИ следующие:

1. Формирование нефтегазоносных органогенных известняков в пределах Северо-Останинской площади связано с биогермом (карбонатной

Таблица. Формационный состав платформенных областей [18]

Table. Formational composition of platform areas [18]

Стадии Stages	Геоструктурная зона/Geostuctural zone	
	Внешняя (миогеосинклиналь) и передовой прогиб/External (miogeosyncline) and foredeep	
	Гумидный климат/Humid climate	Аридный климат/Arid climate
Заключительная Final	<i>Верхняя молассовая формация/Upper Molasses Formation</i>	
	Лимническая угленосная и континентальная сероцветная грубообломочная формация Limnic coal-bearing and continental gray-colored coarse-clastic formation	Красноцветная грубообломочная континентальная молассовая формация Red-colored coarse-grained continental molasses formation
	<i>Лагунная карбонатно-терригенная субформация/Lagoon carbonate-terrigenous subformation</i>	
Поздняя Late	<i>Нижняя молассовая (шлировая) формация/Lower molasses (schlieren) formation</i>	
	Морская нефтеносная и паралическая угленосная молассовая субформация Marine petroliferous and paralic coal-bearing molasse subformation	Лагунно-соленосная молассовая субформация Lagoon-saline molasses subformation
Средняя Middle	<i>Известняковая геосинклинальная формация с субформациями слоистых известняков, массивных известняков и карбонатно-терригенных</i> <i>Geosynclinal limestone formation with subformations of layered limestones, massive limestones and carbonate-terrigenous</i>	
	Субформация битуминозных известняков Subformation of bituminous limestones	Субформация барьерных рифов Subformation of barrier reefs
Ранняя Early	Аспидная (сланцево-граувакковая) формация с флишовой, сланцевой (аргиллитовой), граувакковой и паралической угленосной субформациями. В зонах сноса с платформ граувакки замещаются кварцевыми песчаниками, а со срединных массивов – аркозовым Slate (shaly-greywacke) formation with flysch, shale (argillite), greywack and paralic coal-bearing subformations. In areas of demolition from the platforms, greywackes are replaced by quartz sandstones, and from the middle massifs – by arkose	

- банкой), слагаемым колониальными (строматопоры, мшанки, водоросли, криноидеи) и бентосными (брахиоподы, гастроподы, форминиферы) организмами.
2. Продуктивная часть разреза представлена перекристаллизацией органогенных карбонатов в разности доломита серого и белого цвета с коллекторами кавернозно-трещинного типа.
 3. Формирование основной фильтрационно-емкостной составляющей коллектора обусловлено образованием на стадии консолидации породы *тектонической трещиноватости, которая подвергалась затем интенсивному воздействию процессов доломитизации*. В результате первичная трещиноватость была залечена вторичным минералообразованием. За счёт последующего выщелачивания в этих палеотрещинах образовались и частично сохранились пустоты.
 4. По особенностям строения в продуктивной части разреза Северо-Останиской площади выделяются доломиты трёх генераций, первичный – микротонкозернистый, слагающий массивную непроницаемую матрицу, вторичный – яснокристаллический доломит белого цвета, выполняющий трещины различной раскрытости. Доломит третьей генерации – хорошо оформленные ромбоэдрические кристаллы, между которыми сохранились пустоты. Образование вторичных доломитов связано с процессами циркуляции по трещинам и разломам вод, обогащённых ионами магния.
 5. Исходя из порометрических исследований, проницаемость доломитов может быть обусловлена только трещинами. Её величина зависит от раскрытости и характера взаимосвязи трещин.
 6. Основное количество трещин с полостями выщелачивания приурочено к доломиту второй генерации.

Наиболее информативно изучение палеозойского разреза на основе выделения в его составе самостоятельных литологических пачек, по ряду из которых выполнены возрастные определения.

Проведённое литологическое расчленение послужило основой для формирования литолого-стратиграфической схемы сопоставления палеозойских разрезов Северо-Останиской площади.

В соответствии рис. 1, в качестве базового уровня стратиграфической увязки разреза приняты глинистые, органогенные и доломитизированные известняки среднего и верхнего девона. По особенностям распределения литологических пачек в разрезе палеозойского фундамента Северо-Останиской площади можно выделить три литолого-стратиграфические толщ.

Нижнюю толщу формируют карбонатно-эффузивные и карбонатно-глинистые породы нижнего девона, входящие в состав армичевской и солоновской свит. Вскрытая скважинами мощность рассматриваемых отложений изменяется от 48 м (скв. 2) до 332 м (скв. 17).

Согласно представленной таблице, формирование отложений соответствует средней стадии развития миогеосинклинали, характеризующейся накоплением известняковой геосинклинальной формации с субформацией слоистых известняков, представленной переслаиванием известняков (скв. 15, 17, 2), мергелей – глинистых известняков (скв. 9), мергелей и доломитов (скв. 7, 16). Наличие в разрезах скважин 15, 16, 2 включений пластов основных эффузивов и «перематость» пород в скважине 4 свидетельствует о тектонической активности области седиментации в процессе формирования осадков.

Среднюю толщу слагают карбонатно-органогенные, карбонатно-эффузивные, карбонатные и карбонатно-глинистые образования среднего и верхнего девона (герасимовская, лугинецкая свиты). Её вскрытая мощность в пределах Северо-Останиской площади составляет от 44 м (скв. 17) до 185 м (скв. 7). Аналогично нижней пачке формировалась она с средней стадией развития миогеосинклинали и в формационном отношении соответствует субформации барьерных рифов (герасимовская свита – средний девон) и субформации битуминозных известняков [21, 22] лугинецкой свиты верхнего девона (скв. 16).

Верхняя толща представлена карбонатно-кремнистыми, карбонатно-эффузивными, глинисто-кремнистыми и кремнистыми отложениями нижнего и среднего отдела каменноугольной системы (табаганская, средневасюганская свиты). Вскрытая скважинами толщина пачки изменяется от 295 м в скважине 6 до 0 м в скважинах 2, 3, 4, 5, 7, 9, 11, 14, 15, 17. По времени образования её можно отнести к поздней стадии развития миогеосинклинали, для которой характерно накопление морской нефтеносной формации. Связь рассматриваемой толщи с доманиковыми горизонтами установлена по результатам литологических исследований глинисто-кремнистых образований на Северо-Варьёганском месторождении [23]. На основе детального изучения вещественного состава этих отложений авторы пришли к выводу, что они могут рассматриваться в качестве аналога доманиковых сланцев Русской платформы. Отличие заключается в интенсивной метасоматической проработке глинисто-кремнистых образований палеозоя Западной Сибири в результате активизации вулканической деятельности на поздней стадии развития миогеосинклинали, что привело к разложению органического вещества и кислотной обработке породы.

В нефтегазоносном отношении промышленная продуктивность разреза Северо-Останиской площади связана со средней толщей, где выделена карбонатная банка (биогерм). В кровельной части органогенной постройки, выходящей на эрозионную поверхность фундамента (скв. 5, 7, 3, 11), выявлены доломиты, являющиеся основным нефтегазоносным объектом на месторождении. Их формирование обусловлено постседиментационной до-

ломитизацией органогенных известняков по тектоническим трещинам, образованным в период до платформенного и платформенного этапов тектонического развития рассматриваемой территории.

Отложения среднего-верхнего девона, к которым приурочена карбонатная банка, вскрыты на различных глубинах относительно кровли палеозойского фундамента. Проницаемая составляющая карбонатной банки, соотносимая с доломитами, приурочена к кровельной части биогерма, в зонах его выхода на эрозионно-тектоническую поверхность фундамента.

Формирование карбонатной банки было обусловлено наличием серии активных тектонических блоков фундамента, ограниченных дизъюнктивными нарушениями северо-западного простирания, что фиксируется в скважинах.

Эти тектонические нарушения способствовали образованию ступенчатого профиля погружения морского дна палеозойского осадочного бассейна. Одна из таких приподнятых ступеней и инициировала образования и дальнейшее развитие биогерма. Центральной частью биогерма следует считать разрезы скважин 8, 6, 14, 5, 3, 7, 11, где по керну в известняках выделяется представительное сообщество органических остатков.

К переходной зоне биогерма и морского бассейна следует отнести скважины, тяготеющие к тектоническими нарушениями (скв. 15, 9), где отмечается переслаивание органогенных, не органогенных карбонатных пород и эффузивов, а также скважины 10 и 2, в разрезе которых отмечается пачка органогенно-обломочных известняков с прослоями эффузивов (скв. 10) и доломитовая брекчия (скв. 2).

Западнее и восточнее переходных зон биогерма (скв. 15, 12, 13, 1) выделяются области открытого (скв. 12, 13, 1) и изолированного (скв. 15) морского бассейна. Существование открытого бассейна подтверждается наличием тентакулитовой пачки в скважине 2 и преимущественно глинистым составом известняков в скважинах 1, 12, 13. Для лагунной седиментации в условиях закрытого водоёма характерно наличие «чистых» известняков в скважинах 4, 17, 15. Прогнозная фациальная карта верхнего девона представлена на рис. 1, Б.

Формирование отложений палеозоя юго-востока ЗСП проходило в условиях миогеосинклинали [2]. По результатам геотектонических реконструкций [14] фаза прогибания была характерна для кембрия – нижнего карбона, складчатость смятия и частичная инверсия – для нижнего-среднего карбона, денудация – для среднего-верхнего карбона, глыбовая орогенная складчатость и общая инверсии – для верхнего карбона – нижней перми. Региональная денудация проявилась в верхней перми, а сводовый изгиб и заложение рифтовой системы с последующим проявлением денадационно-аккумулятивных процессов свойственны триас-юрскому периоду платформенного этапа развития [24].

Каждый из рассматриваемых этапов заканчивался формированием коры выветривания различной стадии «зрелости». Разнообразные типы складчатости, вызванные горизонтальными напряжениями сжатия (складчатость смятия) и вертикальными напряжениями растяжения (складчатость глыбовая и сводового изгиба), влияли на пространственное заложение тектонических нарушений, углы наклона и ориентировку трещиноватости горных пород.

Проведённые замеры углов падения пластов палеозойского комплекса по ориентированному керну в скважинах 3, 15, 59 и информация по наблюдаемым углам падения литологических разностей в керне свидетельствуют о наличии в пределах Северо-Останиской площади синклинальной складки северо-западного ориентировки [14]. Эта складка, имея углы осадочной слоистости от 45° (скв. 15) до 70–60° (скв. 3, 59), осложняет западный склон Нижневартовского инверсионного антиклинория, формирование которого сопровождалось интенсивной разломной и блоковой тектоникой северо-западной направленности.

Вскрытая толщина коры выветривания изменяется от 2 (скв. 7) до 31 (скв. 13) м. В соответствии с литологическим составом, выделяют реликтовую и переотложенную кору выветривания.

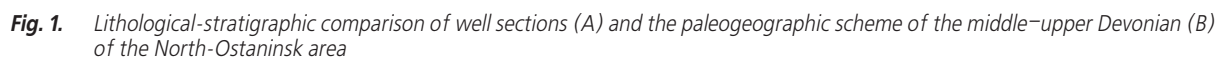
Реликтовая кора в скважинах 1, 4, 13 и 14 представлена глинисто-кремнистой пестро окрашенной, трещиноватой, сидеритизированной породой.

Переотложенную кору выветривания составляют мелкообломочные брекчии, состоящие из угловатых обломков (0,5–1,2 см) преимущественно кремнистого состава, сцементированных глинистым, часто сидеритизированным материалом. Такой тип пород выделен в скважинах 2, 3, 5, 6, 7, 9, 8, 10, 11, 12, 13, 15.

В соответствии с литолого-стратиграфическим сопоставлением разрезов скважин (рис. 1, А) в силуре и нижнем девоне в западной части рассматриваемой территории отлагались известняки (скв. 17, 15, 16) с подчинённым участием доломитов и эффузивных пород, которые в восточном направлении замещались преимущественно глинистыми известняками (скв. 7, 9). Пространственное распределение литологических разностей характеризует морской бассейн седиментации с наиболее погруженной восточной частью [25].

В среднем и верхнем девоне на изучаемой территории в условиях тектонической активизации блоков фундамента формировался органогенный биогерм, ограниченный с северо-востока открытым глубоководным бассейном, а с юго-запада – изолированным мелководным морем (рис. 1, Б).

На активизацию тектонической деятельности указывает наличие в основании органогенной постройки пластовых эффузивов основного состава, толщины которых в разрезе скважин составляет от 10 (скв. 15) до 30 (скв. 10) м. Вскрытая мощность биогерма в скважине 7 достигает 185 м.



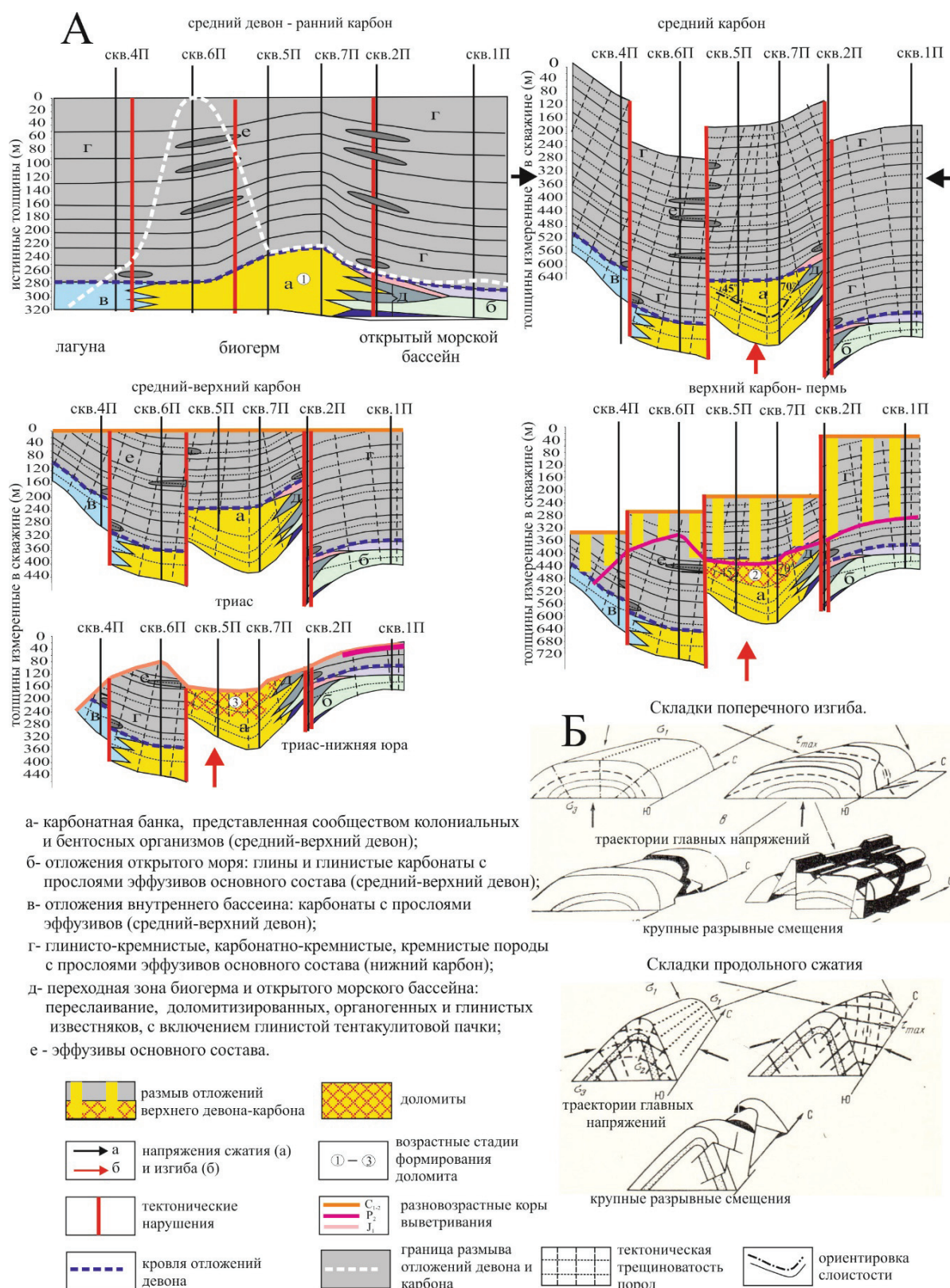


Рис. 2. Последовательность тектонических преобразований для отложений девона-карбона Северо-Останинской площади (А) и матрица блоковых движений в процессе развития миогеосинклинали (Б)

Fig. 2. Sequence of tectonic transformations for deposition of the Devonian–Carboniferous of the North-Ostaninsk area (A) and the matrix of block movements in development of the miogeosyncline (B)

В карбоне преимущественно карбонатно-эффузивное осадконакопление девона сменилось глинисто-кремнистым и карбонатно-кремнистым (рис. 1, А). При этом отмечается усиление тектонической активности по разломам фундамента, на что указывает наличие пластовых эффузиев основного состава в разрезах скважин 6, 12, 13. Толщина отдельных пропластков изменяется от 20 (скв. 12) до 50 (скв. 6) м. В целом вскрытая скважинами толщина отложений карбона, с учётом современных углов падения пластов, достигает 295 м (скв. 6).

Тектоно-седиментационные особенности формирования отложений верхнего палеозоя Северо-Останинской площади с реконструкцией формирования отложений среднего-верхнего девона можно охарактеризовать литолого-тектоническим профилем, представленным на рис. 2, А.

Так, после формирования карбонатной, органогенно-карбонатной и глинисто-кремнистой толщи среднего девона – нижнего карбона на завершающем этапе развития миогеосинклинали (средний–верхний карбон) территория испытала складчатость смятия и частичную инверсию [17]. Рассматриваемый процесс осложнялся проявлением трещиноватости горных пород и тектоническими подвижками блоков фундамента, характерными для деформаций продольного сжатия и поперечного изгиба (рис. 2, Б). В последующем денудация складчатой системы способствовала формированию коры выветривания верхнекамменноугольного возраста.

На заключительной стадии тектонических преобразований в верхнем карбоне – нижней перми на территории, в условиях деформации поперечного изгиба, проявилась глыбовая складчатость и общая инверсия территории. Это активизировало соответствующую направленность блоковых подвижек фундамента и его трещиноватость. В результате последующей региональной денудации в верхний перми рельеф складчатой области был выровнен, что предопределило образование значительной по толщине коры выветривания и накопление за пределами Северо-Останинской площади континентальной сероцветной грубообломочной формации (Нижнетабаганская площадь, скважины 16, 11).

В процессе последующего сводового изгиба в триасе и заложения рифтовой системы в результате активизация движений блоков фундамента произошло обновление палеозойского палеорельефа. В условиях денудационно-аккумулятивного заполнения депрессионных зон отложениями платформенного чехла на выровненных участках пород фундамента были сформированы триас-нижнеюрские коры выветривания.

Сейсмогеологическая интерпретация вещественной неоднородности пород фундамента

Прогноз пространственной неоднородности вещественного состава кровли фундамента Северо-Останинской площади базируется на данных глубокого бурения, значениях амплитуд отражающего

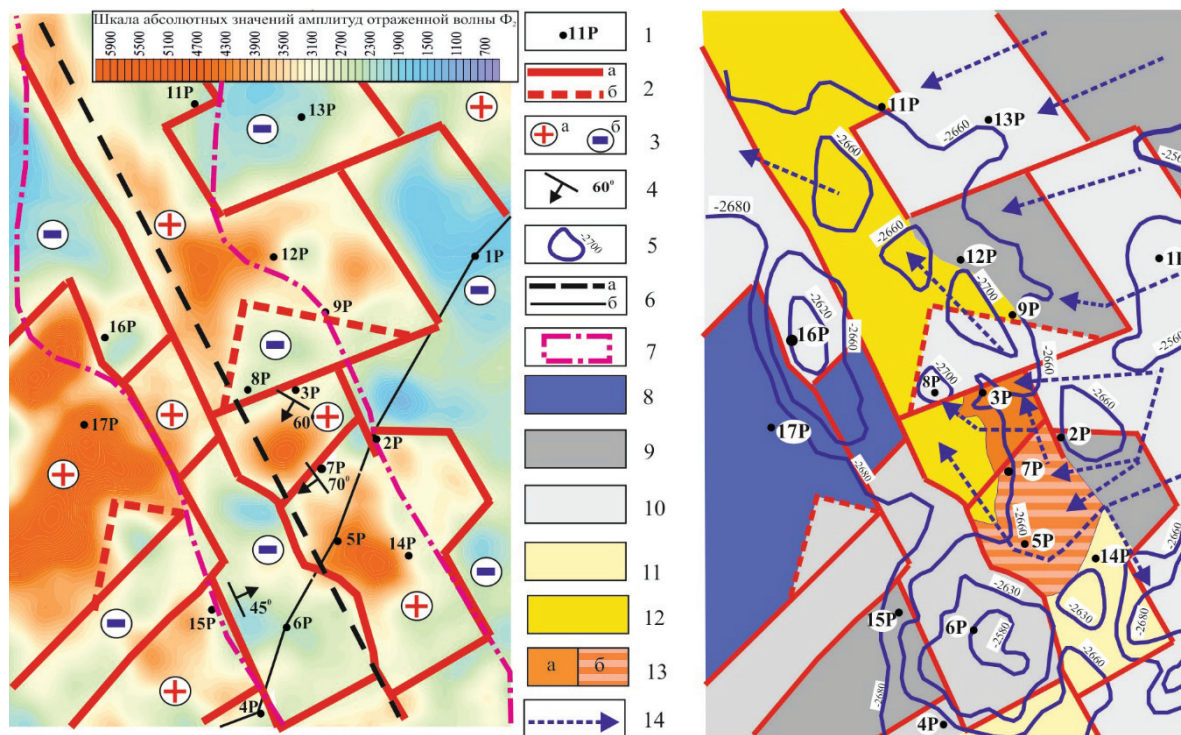


Рис. 3. Сейсмогеологический прогноз блоковой структуры фундамента (А) и вещественный состав отложений палеозоя (Б) Северо-Останинской площади

Fig. 3. Seismogeological forecast of the block structure of the basement (A) and the material composition of the Paleozoic (B) deposits of the North-Ostansk area

горизонта Φ_2 (кровля образований палеозоя) и трасировки тектонических нарушений. Проведённые петрофизические исследования кернового материала по эксплуатационной скважине 3 показали, что акустический импеданс (произведение плотности породы на скорость продольной волны) по породам известково-доломитового состава изменяется от 1,7 до 1,8 м/с·кг/м³, а для глинисто-кремнистых отложений он составляет 1,4 м/с·кг/м³. Отличия в акустической жёсткости карбонатных отложений девона и глинисто-кремнистых пород карбона отображаются в различных значениях амплитуды отражения горизонта Φ_2 . С учётом литологической неоднородности кровли палеозойского фундамента по данным бурения (рис. 1, А) и акустической неоднородности отражающего горизонта Φ_2 (рис. 3, А) составлена блоковая модель литологической неоднородности кровли палеозойского фундамента Северо-Останинской площади (рис. 3, Б).

Выделяемые тектонические нарушения, ограничивающие зоны акустической неоднородности, ориентировались в соответствии с распределением прогнозируемых напряжений сжатия и изгиба, которые испытывала рассматриваемая территория в процессе миогеосинклинального и рифтового этапов развития. По поверхности фундамента зонам развития известняков соответствуют пониженные формы рельефа, что обусловлено меньшей устойчивостью этой породы к эрозионным процессам в сравнении с глинисто-кремнистыми отложениями (рис. 3, Б).

Вопросы доломитизации органогенных карбонатов

Дискуссионный вопрос доломитизации карбонатов кровельной части фундамента связан с природой их образования. Принято считать [10, 20], что доломитизация обусловлена гидротермальной метасоматической проработкой отложений по тектоническим нарушениям (эндогенный метасоматоз). Однако аналогичный процесс доломитизации может быть связан и с проявлением гипергенных процессов при экзогенном метасоматозе [6].

При эндогенном метасоматозе зона доломитизации имеет вертикальную зональность развития, а при экзогенном – горизонтальную. Зоны влияния экзогенного метасоматоза приурочены к стратиграфическим перерывам, при этом для доломитизации известняков необходимыми условием является наличие в них трещиноватости и присутствие в стоковых водах ионов магния. Источником магния для доломитизации девонских органогенных построек Северо-Останинской площади являлись пласты основных эффузивов глинисто-кремнистой толщи, в которых по данным ВНИГ-ГНИ содержание MgO составляет от 13 (скв. 6) до 23 % (скв. 2). Разрушение эффузивов на стадии формирования коры выветривания способствовало насыщению стоковых вод ионами магния. Просачивание этих вод в породу по сформированной системе тектонической трещиноватости и предпопре-

делило доломитизацию кровельной части органогенных известняков.

В пользу экзогенной доломитизации органогенных известняков Северо-Останинской площади можно привести следующее:

- 1) доломиты имеют площадное развитие и выявлены в скважинах, где органогенная постройка выведена на эрозионную поверхность фундамента. При этом доломитизации подвержена лишь верхняя её часть, вовлечённая в процесс просачивания стоковых вод. Исключением является скважина 14, расположенная на структурном водоразделе, в которой при испытании в процессе бурения органогенных известняков верхней части фундамента (интервал 2768–2832 м) при депрессии 120 атмосфер за 50 минут притока флюида не получено. Источником магния, обеспечивающим доломитизацию, являлись коры выветривания по основным эффузивам глинисто-кремнистой толщи восточной части территории (скв. 1, 13).
- 2) по данным пораметрических исследований в скважине 11 проницаемость доломитов обусловлена трещинами. Основное количество трещин связано с полостями выщелачивания доломитов второй генерации, сформированных в процессе региональной денудации территории в верхней перми. Микротонкозернистые доломиты первой генерации, слагающие непроницаемую матрицу, отлагались одновременно с формированием биогерма, а образование доломитов третьей генерации связано с денудационными процессами фундамента в платформенный этап развития.
- 3) в кровельной части биогерма скважины 6, перекрытой пачкой основных эффузивов (рис. 1), доломитизации, обусловленной эндогенным метасоматозом, не наблюдается.

Заключение

Статистический анализ свидетельствует, что залежи углеводородов кровельной части пород фундамента в пределах юго-восточной части Западно-Сибирской плиты приурочены к метасоматически изменённым органогенным известнякам.

Перспективы нефтегазоносности в пределах отдельных блоков фундамента следует связывать с участками морфологических ложбин, где органогенные известняки, выведенные в соответствии с исторической последовательностью тектонических преобразований территории, на поверхности фундамента граничат с кремнисто-глинистыми породами, для которых свойственны пласты основных эффузивов, обогащённых окисью магния. В процессе денудации и выветривания основных эффузивов ионы магния вместе со стоковыми водами просачивались по системе тектонических трещин в кровельную часть органогенных построек, доломитизируя её и формируя коллектора порово-трещинного типа.

Сейсмогеологический прогноз литологической неоднородности кровельной части пород палеозоя может быть выполнен по анализу амплитуды отражающего горизонта Φ_2 (кровля фундамента), где

повышенные значения параметра отвечают зонам выхода на поверхность фундамента карбонатных пород и доломитизации органогенных известняков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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. – V. 48. – P. 422–428. URL: https://ac.els-cdn.com/S1068797107000776/1-s2.0-S1068797107000776-main.pdf?_tid=spdf-89cbd216-a2a3-4b32-8cf4-7181cf092ae6&acdnat=1519718474_0a023af04c08fc09fe794fcd4ba10c (дата обращения 09.10.2017).
2. Aryl Isoprenoids in Crude Oils of the Nyurol'ka Depression (Southeast of Western Siberia) / D.Yu. Chirkova, N.A. Krasnoyarskaya, O.V. Serebrennikova, Ya.V. Olenov // *Petroleum Chemistry*. – 2017. – V. 57. – № 1. – P. 54–59. URL: <https://link.springer.com/article/10.1134/S0965544116090036> (дата обращения 09.01.2018).
3. Saltymakova D., Krasnoyarskaya N., Serebrennikova O. Distinct features of crude oils from Nyurol'ka Depression (Southeast of Western Siberia) // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – V. 154. – P. 91–99. URL: https://ac.els-cdn.com/S0920410517304278/1-s2.0-S0920410517304278-main.pdf?_tid=spdf-70398633-527d-4ea8-9b1e-a73691bfc990&acdnat=1519718618_8c3e8af3df78d4b3d3b73864a8bcd43b (дата обращения 09.01.2018).
4. Zapivalov N.P., Trofimuk A.A. Distribution of oil and gas in Devonian rocks of West Siberia // *Devonian of the World*. – 1988. – V. 1. – P. 553–556.
5. Ковешников А.Е., Недолико Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // *Известия Томского политехнического университета*. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17335350> (дата обращения 26.09.2017).
6. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Гидротермальные процессы в погребенных палеорифтах Западной Сибири и их роль в доломитизации известняков и насыщении пород фундамента нефтью // *Геология нефти и газа*. – 2005. – № 3. – С. 37–46. URL: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/2005/03/Stat/stat06.html> (дата обращения 04.09.2017).
7. Ковешников А.Е., Недолико Н.М. Вторичнокатагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // *Известия Томского политехнического университета*. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82–86. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17335351> (дата обращения 26.09.2017).
8. Ковешников А.Е. Ловушки нефти и газа в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы (Томская область) // *Известия Томского политехнического университета*. – 2011. – Т. 319. – № 1. – С. 152–155. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=16463785> (дата обращения 02.10.2017).
9. Ковешников А.Е. Месторождения нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса в доюрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы // *Известия Томского политехнического университета*. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 105–110. URL: <https://cyberleninka.ru/article/v/mestorozhdeniya-nefti-i-gaza-treshchinno-metasomaticheskogo-genezisa-v-doyurskih-otlozheniyah-zapadno-sibirskoy-geosineklizy> (дата обращения 29.09.2017).
10. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) / А.Э. Контарович, И.А. Иванов, А.Е. Ковешников, В.И. Краснов, Г.Н. Перозин // *Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: Сб. науч. трудов / под ред. И.С. Грамберга и др.* – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152–171. URL: <http://www.ipgg.sbras.ru/science/publications/publ-geologicheskie-usloviya-neftegazonosnosti-verkhney-chasti-011881> (дата обращения 09.10.2017).
11. Gogonenkov G.N., Timurziev A.I. Strike-slip faulting in the West Siberian Platform: Insights from 3D seismic imagery // *Comptes Rendus Geoscience*. – 2012. – V. 344. – P. 214–226. URL: https://ac.els-cdn.com/S1631071311002501/1-s2.0-S1631071311002501-main.pdf?_tid=spdf-fe0c30f3-f855-4558-9d8a-0b7d17b9122e&acdnat=1519719677_443c0e375c3bff0b9ba44204c9e52c2c (дата обращения 15.01.2018).
12. Gogonenkov G.N., Timurziev A.I. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development // *Russian Geology and Geophysics*. – 2010. – V. 51. – P. 304–316. URL: https://ac.els-cdn.com/S1068797110000179/1-s2.0-S1068797110000179-main.pdf?_tid=spdf-a7d10e6d-aacf-4e02-94e2-c1d06107f3d7&acdnat=1519719747_444b31f950b257d48a0553c373593c90 (дата обращения 15.01.2018).
13. Litho-geophysical structure of Paleozoic-Mesozoic contact zones in North-Ostaninsk oil field (Tomsk Oblast) / A. Ezhova, V. Merkulov, V. Chekanstev, R. Abramova // *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* – 2015. – № 24. – С. 1–8. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/24/1/012013/pdf> (дата обращения 09.01.2018).
14. Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцева В.А. Методы изучения контакта палеозойских и мезозойских отложений на примере литолого-геофизических исследований Северо-Останинского нефтяного месторождения (Томская область) // *Нефтегазовая геология*. – 2015. – № 1 (21). – С. 53–63. URL: <http://docplayer.ru/44857728-1-21-a-v-ezhova-v-p-merkulov-v-a-chekanstev-a-v-vezhova-v-p-merkulov-v-a-chekantsev.html> (дата обращения 09.01.2018).
15. Paleozoic facies megazones in the basement of the West Siberian geosyncline / E.A. Yolkin, A.E. Kontorovich, N.K. Bakharev, S.Yu. Belyaev, A.I. Varlamov, N.G. Izokh, A.V. Kanygin, V.A. Kashtanov, N.P. Kirda, A.G. Klets, V.A. Kontorovich, V.I. Krasnov, V.A. Krinin, S.A. Moiseev, O.T. Obut, S.V. Saraev, N.V. Sennikov, V.M. Tishchenko, Yu.F. Filippov, A.V. Khomenko, V.G. Khromykh // *Russian Geology and Geophysics*. – 2007. – V. 48. – P. 491–504. URL: https://ac.els-cdn.com/S1068797107001083/1-s2.0-S1068797107001083-main.pdf?_tid=spdf-0b4df73d-014e-4e90-9e10-e90fa76035d3&acdnat=1519720055_9eb76dc2dfbcd828b1a2ba126cbc9731 (дата обращения 02.10.2017).
16. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, А.А. Тофимук, О.Г. Жеро, Л.В. Смирнов, А.Э. Контарович, Б.А. Конорейкин, Е.В. Карус, В.М. Ковылин, В.Н. Крамник, А.Л. Рудницкий, А.Н. Страхов, Ф.В. Егоркин, Н.М. Чернышов / под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1986. – 148 с.
17. Белоусов В.В. Основы геотектоники. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 382 с.
18. Геологические формации: терминологический справочник / под ред. В.Ю. Забродина, Ю.А. Косыгина, В.А. Соловьева. – М.: Недра, 1982. – Т. 1. – С. 68–69. URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01001114379> (дата обращения 02.10.2017).
19. Савинкин П.Т., Славкин В.С., Мартос В.Н. Разработать эффективные системы проектирования разведки и опытно-промышленной эксплуатации нефтяных месторождений на основе

- комплексного моделирования природных резервуаров и новых технологий / Технический отчет по договору N 401 Ростеол-фонд. – М.: ВНИГНИ, 1996. – Т. I. – 599 с. URL: <http://www.rfgf.ru/catalog/docview.php?did=83236f063ef4455cc440d9432309f6b3> (дата обращения 10.01.2018).
20. Ежова А.В. Генезис пустотного пространства и емкостно-фильтрационные свойства палеозойских коллекторов месторождений углеводородов Томской области // Геология нефти и газа. – 2007. – № 3. – С. 20–24. URL: https://drive.google.com/file/d/0B_bCwpRhYduYTkJBQkZvTy1hQTg/view (дата обращения 16.01.2018).
21. Запывалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерии оценки нефтегазонасности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 341. – С. 226–232. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=15645998> (дата обращения 27.09.2017).
22. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? / E. Ablya, D. Nadezhkin, E. Bordyug, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M.A. Sugden, P.F. van Bergen // Organic Geochemistry. – 2008. – V. 39. P. 1176–1184. URL: https://ac.els-cdn.com/S0146638008001198/1-s2.0-S0146638008001198-main.pdf?_tid=spdf-751fe0ce-e b 6 6 – 4 8 8 2 – 9 c 2 0 – 7 4 e a b 2 5 2 d 1 8 4 & a c d n a t = 1519720687_c3619aad1c9eef6abb557d12760a03a0 (дата обращения 17.01.2018).
23. Кудаманов А.И., Карих Т.М., Лебедев М.И. О происхождении кремнистых отложений девона Западной Сибири на примере Северо-Варьёганского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 82–85. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30565453> (дата обращения 17.01.2018).
24. Geological Structure of the Basement of Western and Eastern Parts of the West-Siberian Plain / K.S. Ivanov, Y.V. Erokhin, V.S. Ponomarev, O.E. Pogromskaya, S.V. Berzin // International journal of environmental & science education. – 2016. – V. 11. – № 14. – P. 6409–6432. URL: <https://files.eric.ed.gov/fulltext/EJ1115786.pdf> (дата обращения 25.10.2017).
25. Исаев Г.Д. Фациальные модели девона Нюрольской зоны и основные критерии районирования палеозоя Западно-Сибирской плиты // Литосфера. – 2011. – № 6. – С. 27–37. URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17948542> (дата обращения 27.09.2017).

Поступила 11.04.2018 г.

Информация об авторах

Белозёров В.Б., доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Гарсия Бальса А.С., ассистент отделения нефтегазового дела, аспирант Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 551.73.553.98.044

PROSPECTS OF SEARCHING FOR OIL RESERVOIRS IN THE DEVONIAN DEPOSITS OF THE SOUTH-EASTERN PART OF THE WESTERN-SIBERIAN PLATE

Vladimir B. Belozеров¹,
belozerovb@hw.tpu.ru

Aura S. García¹,
garciaas@hw.tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to expand the hydrocarbon resource base of Western Siberia by engaging carbonates reservoirs of the Upper Paleozoic Basement in the development of oil deposits.

The aim of the research is to clarify the sedimentation-tectonic reasons for formation of reservoirs in the upper part of the Paleozoic basement; to forecast spatial orientation of block movements and fracture zones of basement rocks depending on the tectonic transformations of the territory in the miogeosyncline stage of development; to assess the possibility of identifying oil-promising zones by seismic exploration methods.

The research object is the deposits of the Paleozoic basement in North-Ostaninsk oil field area of the south-eastern part of Western Siberian petroleum province.

Methods: allocation of homogeneous lithological packs stratigraphy in well columns; comparison of lithological heterogeneity sequence of the basement rocks with the formational composition of miogeosyncline at various stages of its development; clarification of the causes of dolomitization of organogenic carbonates that control oil deposits in the field; paleogeographic reconstruction of the North-Ostaninsk area during the formation of the productive strata M1; forecast of the output of carbonate rocks on erosion-tectonic basement surface by analyzing the values of the amplitude of the reflecting horizon F2 (basement roof).

Results. The concrete material shows the correspondence of the alternation sequence of basement rocks in well sections to the existing model of formational composition of miogeosyncline at various stages of its development. The authors have revealed the relation of dolomitization of organogenic limestones – the main development object, to exogenous metasomatism and forecasted the orientation of tectonic disturbances and fracturing of the rocks at occurrence of contortion folding, block faulting and uplift deformation at the stages of miogeosyncline and rift development of the territory. The distribution of facial sedimentation settings for the time of formation of organogenic structure was reconstructed. According to the seismic survey data, the authors forecasted the zones of output of organogenic carbonates, promising for searching for oil deposits, on the surface of the base.

Key words:

Pre-Jurassic carbonate rocks, Western Siberia, endogenous and exogenous metasomatism, seismic exploration, formational analysis, geostructural zone.

REFERENCES

- 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, pp. 422–428. Available at: https://ac.els-cdn.com/S1068797107000776/1-s2.0-S1068797107000776-main.pdf?_tid=spdf-89cbd216-a2a3-4b32-8cf4-7181cf092ae6&acdnat=1519718474_0a023af04c08fc09fe794fcd4ba10c (accessed 09 October 2017).
- Chirkovaa D.Yu., Krasnoyarovaa N.A., Serebrennikova O.V., Olenov Ya.V. Aryl Isoprenoids in Crude Oils of the Nyurol'ka Depression (Southeast of Western Siberia). *Petroleum Chemistry*, 2017, vol. 57, no. 1, pp. 54–59. Available at: <https://link.springer.com/article/10.1134/S0965544116090036> (accessed 09 January 2018).
- Saltymakova D., Krasnoyarova N., Serebrennikova O. Distinct features of crude oils from Nyurol'ka Depression (Southeast of Western Siberia). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, no. 154, pp. 91–99. Available at: https://ac.els-cdn.com/S0920410517304278/1-s2.0-S0920410517304278-main.pdf?_tid=spdf-70398633-527d-4ea8-9b1e-a73691bfc990&acdnat=1519718618_8c3e8af3df78d4b3d3b73864a8bcd43b (accessed 09 January 2018).
- Zapivalov N.P., Trofimuk A.A. Distribution of oil and gas in Devonian rocks of West Siberia. *Devonian of the World*, 1988, vol. I, pp. 553–556.
- Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Weathering crusts of pre-Jurassic deposits of West Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 320, no. 1, pp. 77–81. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17335350> (accessed 26 September 2017). In Rus.
- Korobov A.D., Korobova L.A. Hydrothermal processes in buried paleorifts of West Siberia and their role in limestone dolomitization and basement rocks saturation with oil. *Geologiya nefti i gaza*, 2005, no. 3, pp. 37–46. In Rus. Available at: <http://www.geolib.ru/Oil-GasGeo/2005/03/Stat/stat06.html> (accessed 04 September 2018).
- Koveshnikov A.E., Nedolivko 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. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17335351> (accessed 26 September 2017). In Rus.
- Koveshnikov A.E. Oil and gas traps in the pre-Jurassic sediments of the West Siberian geosyncline (Tomsk region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011, vol. 319, no. 1, pp. 152–155. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=16463785> (accessed 02 October 2017). In Rus.
- Koveshnikov A.E. Genesis of oil and gas fracture-metasomatic deposits in the pre-Jurassic deposit of Western-Siberian geosyncline. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 105–110. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/v/mestorozhdeniya-nefti-i-gaza-treschinnno-metasomaticheskogo-genezisa-v-doyurskih-otlozheniyah-zapadno-sibirskoy-geosineklizy> (accessed 29 September 2017). In Rus.

10. Kontorovich A.E., Ivanov I.A., Koveshnikov A.E., Krasnov V.I., Perozio G.N. Geologicheskie usloviya neftegazonosnosti verkhney chasti paleozoyskogo razreza Zapadnoy Sibiri (na primere Mezhevskogo sredinnogo massiva) [Geological conditions of oil and gas potential of the upper part of the Paleozoic section of Western Siberia (on the example of the Mezhevsky middle massif)]. *Teoreticheskie i regionalnye problemy geologii nefti i gaza: Sb. nauch. Trudov* [Theoretical and regional problems of oil and gas geology: collection of scientific works]. Ed. by I.S. Gramberg. Novosibirsk, Nauka Publ., 1991. pp. 152–171. Available at: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/publ-geologicheskie-usloviya-neftegazonosnosti-verkhney-chasti-011881> (accessed 09 October 2017).
11. Gogonenkov G.N., Timurziev A.I. Strike-slip faulting in the West Siberian Platform: Insights from 3D seismic imagery. *Comptes Rendus Geoscience*, 2012, vol. 344, pp. 214–226. Available at: https://ac.els-cdn.com/S1631071311002501/1-s2.0-S1631071311002501-main.pdf?_tid=spdf-fe0c30f3-f855-4558-9d8a-0b7d17b9122e&acdnat=1519719677_443c0e375c3bff0b9a44204c9e52c2c (accessed 15 January 2018).
12. Gogonenkov G.N., Timurziev A.I. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development. *Russian Geology and Geophysics*, 2010, vol. 51, pp. 304–316. Available at: https://ac.els-cdn.com/S1068797110000179/1-s2.0-S1068797110000179-main.pdf?_tid=spdf-a7d10e6d-aacf-4e02-94e2-c1d06107f3d7&acdnat=1519719747_444b31f950b257d48a0553c373593c90 (accessed 15 January 2018).
13. Ezhova A., Merkulov V., Chekanstev V., Abramova R. Litho-geophysical structure of Paleozoic-Mesozoic contact zones in North-Ostaninsk oil field (Tomsk Oblast). *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.*, 2015, no. 24, pp. 1–8. Available at: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/24/1/012013/pdf> (accessed 09 January 2018).
14. Ezhova A.V., Merkulov V.P., Chekanstev V.A. Methods to study of Paleozoic-Mesozoic contact zone by the example of lithologic-geophysical investigations of the Northern-Ostaninskoye oil field (Tomsk region). *Neftegazovaya geologiya*, 2015, no. 1 (21), pp. 53–63. Available at: <http://docplayer.ru/44857728-1-21-a-vezhova-v-p-merkulov-v-a-chekancev-a-v-vezhova-v-p-merkulov-v-a-chekantsev.html> (accessed 09 January 2018). In Rus.
15. Yolkin E.A., Kontorovich A.E., Bakharev N.K., Belyaev S.Yu., Varlamov A.I., Izokh N.G., Kanygin A.V., Kashtanov V.A., Kir-da N.P., Kleis A.G., Kontorovich V.A., Krasnov V.I., Krinin V.A., Moiseev S.A., Obut O.T., Saraev S.V., Sennikov N.V., Tishchenko V.M., Filippov Yu.F., Khomenko A.V., Khromykh V.G. Paleozoic facies megazones in the basement of the West Siberian geosyncline. *Russian Geology and Geophysics*, 2007, vol. 48, pp. 491–504. Available at: https://ac.els-cdn.com/S1068797107001083/1-s2.0-S1068797107001083-main.pdf?_tid=bbe2cc3c-15fb-11e8-ba67-00000aabb0f27&acdnat=1519103336_02f0414120d2cd0ecae3b8764cf9bb7e (accessed 02 October 2017).
16. Surkov V.S., Tofimuk A.A., Zhuro O.G., Smirnov L.V., Kontorovich A.E., Konoreykin B.A., Karus E.V., Kovylin V.M., Kramnik V.N., Rudnitskiy A.L., Strakhov A.N., Egorkin F.V., Chernyshov N.M. *Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory Zapadno-Sibirskoy plity* [Megacomplexes and deep structure of the earth's crust of the West Siberian plate]. Ed. by V.S. Surkov. Moscow, Nedra Publ., 1986. 148 p.
17. Belousov V.V. *Osnovy geotektoniki* [Fundamentals of geotectonics]. Moscow, Nedra Publ., 1989. 382 p.
18. Zabrodin V.Yu., Kosygin Yu.A., Solov'yev V.A. *Geologicheskie formatsii: terminologicheskii spravochnik* [Geological formations: reference terminological book]. Moscow, Nedra Publ., 1982, vol. 1, pp. 68–69. Available at: <https://search.rsl.ru/ru/record/01001114379> (accessed 02 October 2017).
19. Savinkin P.T., Slavkin V.S., Martos V.N. Razrabotat effektivnye sistemy proektirovaniya razvedki i opytno-promyshlennoy ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy na osnove kompleksnogo modelirovaniya prirodnykh rezervuarov i novykh tekhnologiy [Develop an efficient system for design exploration and experimental-industrial exploitation of oil fields on the basis of integrated modeling of natural reservoirs and new technologies]. *Tekhnicheskii otchet po dogovoru N 401 Rosgeolfond* [Technical report on the contract No. 401 Rosgeolfond]. Moscow, VNIGNI Publ., 1996. Vol. I, 599 p. Available at: <http://www.rfgf.ru/catalog/docview.php?did=83236f063ef4455cc440d9432309f6b3> (accessed 10 January 2018).
20. Ezhova A.V. Pore space genesis and rock-fluid properties of Paleozoic reservoirs of Tomsk area fields. *Geologiya nefti i gaza*, 2007, no. 3, pp. 20–24. In Rus. Available at: https://drive.google.com/file/d/0B_bCwpRhYduYTkJBQkZvTy1hQTg/view (accessed 16 January 2018).
21. Zapivalov N.P., Isaev G.D. Criteria of estimation of oil-and-gas bearing Paleozoic deposits of Western Siberia. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2010, no. 341, pp. 226–232. In Rus. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=15645998> (accessed 27 September 2017).
22. Ablya E., Nadezhkin D., Bordyug E., Korneva T., Kodlaeva E., Mukhutdinov R., Sugden M.A., van Bergen P.F. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? *Organic Geochemistry*, 2008, vol. 39, pp. 1176–1184. Available at: https://ac.els-cdn.com/S0146638008001198/1-s2.0-S0146638008001198-main.pdf?_tid=552bcd4c-15fc-11e8-989f-00000aaccb362&acdnat=1519103594_5291aa3079f553c9ec7cca2887d7b327 (accessed 17 January 2018).
23. Kudamanov A.I., Karikh T.M., Lebedev M.I. Revisiting the clues to the origin of Devonian siliceous deposits of West Siberia: case study of the Severo-Varyoganskoye field. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2017, no. 11, pp. 82–85. In Rus. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=30565453> (accessed 17 January 2018).
24. Ivanov K.S., Erokhin Y.V., Ponomarev V.S., Pogromskaya O.E., Berzin S.V. Geological Structure of the Basement of Western and Eastern Parts of the West-Siberian Plain. *International journal of environmental & science education*, 2016, vol. 11, no. 14, pp. 6409–6432. Available at: <https://files.eric.ed.gov/fulltext/EJ1115786.pdf> (accessed 25 October 2017).
25. Isaev G.D. Devonian facial models of Nyurolskaya zone and general criteria of Paleozoic districting of the Western-Siberian plate. *Lithosphere*, 2011, no. 6, pp. 27–37. In Rus. Available at: <https://elibrary.ru/item.asp?id=17948542> (accessed 27 September 2017).

Received: 11 April 2018.

Information about the authors

Vladimir B. Belozеров, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Aura S. García, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.