

- Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 148 – 151.
- Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижалпской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика, 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538 – 547.
- Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: Сиб. научно-исслед. инст-т Геологии, геофизики и минерал. сырья, 1999. – 80 с.

ФОРМИРОВАНИЕ ТРЕЩИННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ОРДОВИКСКО-НИЖНЕДЕВОНСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

А.Е. Ковешников, А.С. Нестерова

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время наиболее перспективными, но недостаточно изученными образованиями, перспективными для формирования пород-коллекторов и месторождений нефти и газа в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) являются палеозойские отложения, сформировавшиеся в палеозойском море комплексе вендско-карбонного возраста. В палеозойском море накапливались карбонатные, кремнисто-карбонатные и кремнисто-глинистые образования, к которым приурочены породы-коллекторы и месторождения нефти и газа. В конце карбона море прекратило свое существование, и территория перешла к континентальному периоду своей истории. В перми и триасе (рис. 1) произошло сближение двух участков развития байкалид (структуры докембрийской стабилизации), примыкающих к ЗСГ с запада и востока.

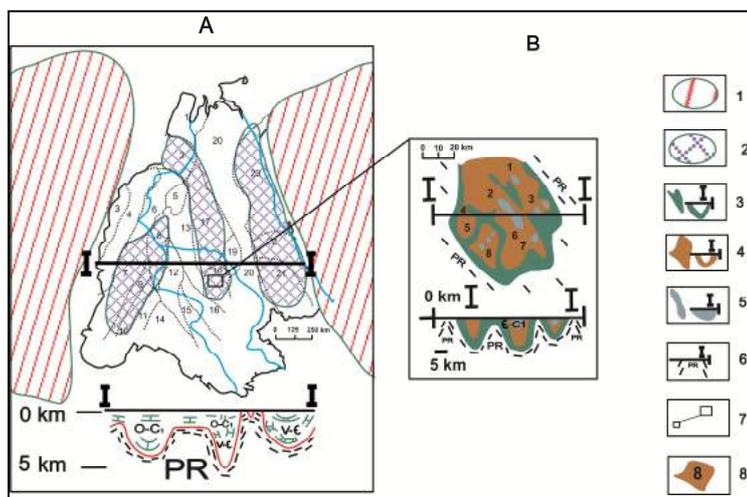


Рис. 1. Палеозойские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) [4], смятые в антиклинорные и синклинорные складки, и схематический геологический разрез по линии I–I (А) и палеозойские отложения Межевского срединного массива Нуральского СФР, смятые в синклинальную складку (В).

А: 1 – участки с мощностью палеозойских отложений более 500 м; 2 – участки развития байкалид.

Структурно-фациальные районы (СФР): 1 – Бованенковский; 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 – Варьганский;

18 – Нуральский; 19 – Никольский; 20 – Колпашевский; 21 – Вездеходный; 22 – Тыйский;

23 – Ермаковский. В: 1 – области развития байкалид; 2 – синклинорные зоны герцинской складчатости.

Породы: 3 – кембрийско-нижнедевонские; 4 – средне-верхнедевонские; 5 – нижне-среднекарбонные; 6 – протерозойские; 7 – местоположения Межевского срединного массива в пределах Нуральского СФР; 8 –

месторождения (1 – Северо-Останинское, 2 – Герасимовское, 3 – Останинское, 4 – Урманское, 5 –

Арчинское, 6 – Северо-Калиновое, 7 – Калиновое, 8 – Нижне-Табганское)

Палеозойские образования ЗСГ по комплексу критериев подразделены на 23 структурно-фациальных района (СФР) [5]. По ним, при их выходе на доюрскую поверхность, сформировался [3] нефтегазоносный горизонт зоны контакта (НГТЗК) палеозойских и мезозойских отложений, к которому приурочены открытые в палеозойском комплексе месторождения нефти и газа. По нашему мнению, НГТЗК подстилается зоной гидротермально-метасоматически измененных пород трещинной природы, сформированной при проявлении герцинской складчатости [2].

Вследствие ее проявления палеозойские отложения были смяты в синклиорные и антиклиорные зоны (рис. 1, А). В них, как это видно из геологического разреза, синклиорным зонам соответствует максимально сохранившийся палеозойский разрез, а антиклиорные структуры характеризуются его сокращением, вплоть до почти полного исчезновения пород.

Синклиорные зоны сложены палеозойскими образованиями, смятыми в синклинали, аналогичные синклиналиам Межовского срединного массива (рис. 1, В), и примыкающие к ним антиклинали, где на доюрскую поверхность выходят протерозойские отложения фундамента.

Синклиорные зоны сложены структурами более мелкого порядка, перемежающимися с подобными же антиклиорными зонами. Участки сгущения синклиорных прогибов будут соответствовать синклиориям первого порядка, участки преобладания антинальных структур будут соответствовать антиклиорным зонам, в пределах которых синклинальные складки будут уничтожены процессами денудации частично или в значительной степени (Колпашевский СФР). Все палеозойские отложения разбиты системой разломов, имеющих северо-восточное и северо-западное простирание.

В палеозойских отложениях перспективными коллекторами являются карбонатные породы, образующие массивы, которым в геологической литературе присвоено наименование карбонатные платформы. На построенных нами палеогеографических картах показано предполагаемое развитие карбонатных платформ в ордовике (рис. 2, А), силуре (рис. 2, В) и нижнем девоне (рис. 2, С).

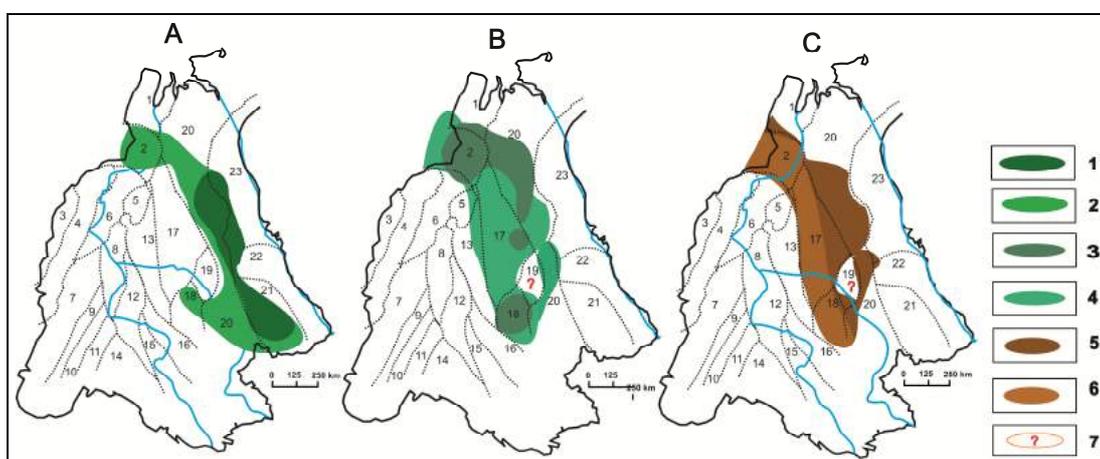


Рис. 2. Накопление образований карбонатных платформ в пределах Западно-Сибирской геосинеклизы в: А – ордовике; В – силуре и С – нижнем девоне. Отложения: 1 – нижнего ордовика; 2 – среднего и верхнего ордовика; 3 – нижнего силура; 4 – верхнего силура; 5 – нижнего девона, лохкова; 6 – нижнего девона, прагиена, эмса; 7 – бурением отложения не установлены

При изучении коллекторских свойств установлено, что палеозойские образования карбонатного состава ордовика, силура и нижнего девона, развитые на территории Нюрольского СФР [1], имеют близкие петрофизические свойства, ввиду чего объединены по литологическим признакам в «доломито-известняковую» литолого-петрофизическую толщину, у которой геометризация пустотного пространства подчинена тектонической природе.

По тектоническим нарушениям происходила циркуляция гидротермальных растворов, ведущих к преобразованию карбонатных пород такими гидротермальными процессами, как доломитизация и выщелачивание. Оперяющие разлом тангенциальные трещины завершаются мелкими эффективными трещинами, окруженными порами и кавернами во вмещающей породе. Такую систему пустотного пространства можно назвать *приразломной чересполосно-трещинной (древоподобной)*.

При этом тектонические нарушения будут соответствовать основным направлениям проявления тектонических напряжений, которые отчетливо просматриваются на рис. 1.

Вероятно, подобная система проявлена в пределах всего синклиория (рис. 1), который начинается на юге Нюрольским и завершается на севере Новопортовским СФР (рис. 1, 2).

На основании вышеизложенного можно сделать следующие основные выводы:

1. В карбонатных породах ордовикско-раннедевонского возраста, развитых в пределах Нюрольского СФР, установлено развитие трещинных систем, сформированных при осуществлении герцинской складчатости, к которым приурочено проявление вторичных процессов (доломитизация, выщелачивание), ведущих к формированию пород-коллекторов. Сформировались приразломные чересполосно-трещинные (древоподобные) системы, приуроченные к сетке разломов северо-восточного и северо-западного простирания.

2. В образованиях карбонатных платформ ордовика, силура и нижнего девона на территории Западно-Сибирской геосинеклизы, смятых в складки при осуществлении герцинской складчатости, возможно широкое развитие подобных трещинных систем, пород-коллекторов и месторождений нефти и газа.

Литература

1. Ezhova A.V. Pore space genesis and rock-fluid properties of Paleozoic reservoirs of Tomsk area fields // *Geologiya Nefti i Gaza*, 2007. – № 3. – P. 20 – 24.
2. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // *Известия Томского политехнического университета*, 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 148 – 151.
3. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижалпской зоны нефтегазонакопления) // *Геология и геофизика*, 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538 – 547.
4. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: Сиб. научно-исслед. инст-т Геологии, геофизики и минерал. сырья, 1999. – 80 с.

СОСТАВ НЕФТЕЙ ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.С. Козырева¹, Д.И. Чуйкина²Научный руководитель профессор О.В. Серебренникова^{1,2}¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия²Институт химии нефти, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство крупных месторождений России вступило в позднюю стадию разработки. В связи с чем, происходит вовлечение в разработку месторождений, характеризующихся сложным строением, а также высокой вязкостью добываемой нефти [1].

Примером является Усинское месторождение. Оно является самым крупным в Республике Коми, входит в Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию.

Среди карбонатных пород выделяются следующие структурно-генетические типы: органогенные и органогенно-детритовые известняки; органогенно-водорослевые и водорослевые известняки; обломочные и органогенно-обломочные известняки; комковатые, сгустковые и комковато-сгустковые известняки; тонкозернистые известняки; доломиты. Разрез пермокарбонтовой залежи, кроме слоистых известняков, включает чистые известняки биогермного типа. Залежь отличается крайней степенью неоднородности, высокой прерывистостью продуктивных прослоев и расчлененностью разреза. Большой этап нефтеносности и высокие значения нефтенасыщенных толщин обусловили необходимость выделения в разрезе залежи 3 объектов разработки: I – нижний (НО), II – средний (СО) и III – верхний (ВО).

Для выявления характеристических особенностей нефтей из разных объектов были определены физико-химические свойства (вязкость и плотность); исследованы состав и содержание в добываемой нефти насыщенных и ароматических углеводородов, серу- (дибензотиофенов), кислород- (добензофуранов) и металлсодержащих органических соединений (металлопорфиринов). Состав насыщенных и ароматических УВ, дибензотиофенов и дибензофуранов исследовали методом ГХ-МС с использованием магнитного хромато-масс-спектрометра DFS фирмы Thermo Scientific и хроматографической колонки фирмы Thermo Scientific, неподвижная фаза – TR-5MS. Содержание металлопорфиринов определяли методом электронной спектроскопии. Содержание нафтеновых кислот определяли методом потенциометрического титрования.

Анализ группового состава углеводородов нефтей из скважин, эксплуатирующих один объект, показывает различие верхнего, среднего и нижнего объектов и изменение состава.

Для нефтей Усинского месторождения характерна высокая плотность и вязкость. Плотность нефтей варьирует в пределах 918,0-986,3 кг/м³ (в среднем 950,5 кг/м³), вязкость – 829,52-16906,52 мПа·с, в среднем 6487,9 мПа·с. Средние значения плотности возрастают от верхнего к нижнему объекту. Не прослеживается какой-либо зависимости между плотностью и вязкостью нефти.

Тем не менее, средние значения этих показателей, рассчитанные для нефтей, добытых из отдельных объектов, показали закономерное увеличение плотности нефти вниз по стратиграфическому разрезу. Вязкость нефтей возрастает с увеличением относительного содержания в нефти цикланов и ароматических углеводородов и снижается по мере возрастания доли алканов.

Нефти характеризуются высоким содержанием нафтеновых кислот (1,13-2,13 % масс.), максимальные концентрации которых отмечены в нефтях верхнего и среднего объектов присводовой части месторождения.

Содержание металлопорфиринов в нефтях изменяется от 365 нмоль/г нефти до 548 нмоль/г (табл. 1).

По разрезу пермокарбонтовой залежи содержание металлопорфиринов меняется незакономерно, но в большинстве повышенное содержание металлопорфиринов фиксируется в нефтях, залегающих вне зоны распространения биогермных известняков.

На основании хромато-масс-спектрометрического исследования установлено, что в составе углеводородов всех исследованных нефтей присутствуют алканы состава C₁₂-C₂₆; цикланы, представленные би- (сесквитерпаны) три- (трициклические терпаны), тетра- (стераны и секогопаны) и пентациклическими (гопаны) структурами; моно- (триметилалкилбензолы), би- (нафталины) и трициклические (флуорантены и фенантрены) ароматические углеводороды. Идентифицированы также нафтеноароматические соединения – моно- и триароматические стераны. Дибензотиофены (соединения, содержащие в молекуле серу) и дибензофураны (кислородсодержащие соединения) включают незамещенные и метилзамещенные структуры.