

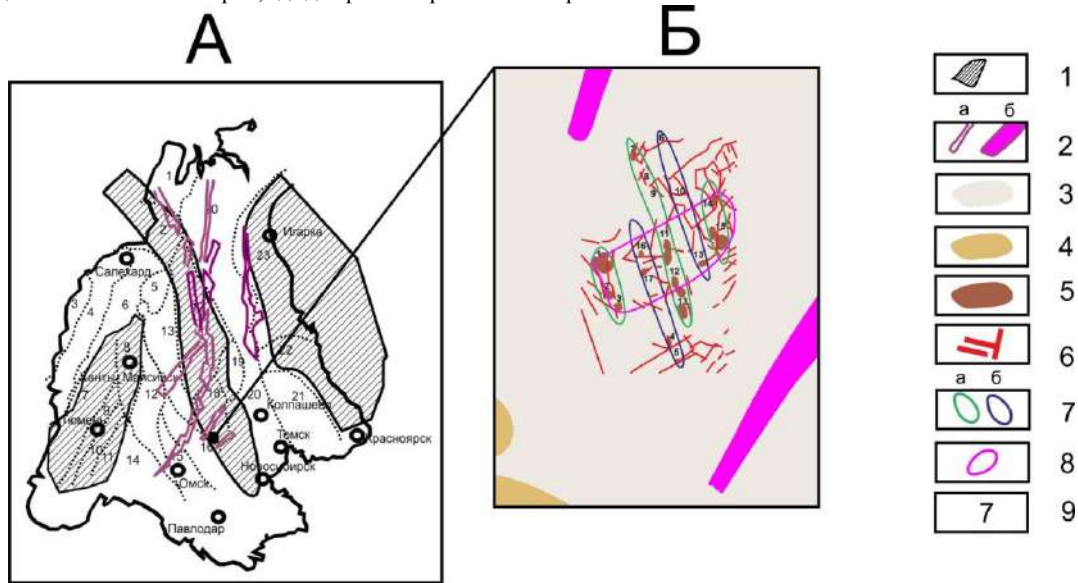
**ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОБРАЗОВАНИЯХ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ**

**И.А. Ковешников, В.И. Стреляев, А.Е. Ковешников**

Научный руководитель доцент А.Е. Ковешников

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Палеозойские образования юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) – это источник прироста запасов нефти и газа на грядущие десятилетия. Вместе с тем, тектоническое строение палеозойских комплексов пока недостаточно изучено. При выявлении закономерностей распространения в палеозойских образованиях пород-коллекторов важно определить, какие тектонические факторы оказали влияние на их размещение. Территория ЗСГ по ряду литологических и палеонтологических критериев подразделена на 23 структурно-фациальных района (СФР) [4], из которых нами более подробно изучена территория Нюрольского СФР. В целом для территории ЗСГ нами [1], на основе анализа мощностей вскрытого бурением палеозойского разреза, предложено выделить три зоны (рис., А) как предполагаемые синклиории, где доюрские образования сохранились с максимальной полнотой.



*Рис. Западно-Сибирская геосинеклиза с предполагаемыми синклиориями (по А.Е. Ковешникову) и зонами проявления триасовых грабен-рифтов (А) и фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова, 2000 г.) – Межовский срединный массив с элементами (по А.Е. Ковешникову) тектонического строения палеозойских образований (Б). А: 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 – Нюрольский; 19 – Никольский; 20 – Колпашевский; 21 – Вездеходный; 22 – Тыйский; 23 – Ермаковский; Б: 1 – синклинорные зоны; 2а – триасовые грабен-рифты; 2б – Усть-Тымский (север) и Чузиковский (юго-восток) грабен-рифты; 3-4 – участки проявления герцинид: 3 – доорогенные; 4 – орогенные (в том числе тектонически интерпретированный); 5 – залежи нефти и газа; 6 – тектонические нарушения; складки: 7а – синклинальные; 7б – антиклинальные; 8 – возможные проявления тектонического напряжения вкрест простирания герцинских складок; 9 – разведочные площади: 1 – Урманская; 2 – Арчинская; 3 – Нижнетабаганская; 4 – Южно-Табаганская; 5 – Солоновская; 6 – Лугинецкая; 7 – Западно-Лугинецкая; 8 – Кулгинская; 9 – Амурская; 10 – Сельвейкинская; 11 – Герасимовская; 12 – Северо-Калиновская; 13 – Калиновская; 14 – Северо-Останинская; 15 – Останинская; 16 – Южно-Тамбаевская; 17 – Широтная*

При сравнении простирания Центральной синклинорной зоны, к которой относится территория Межовского срединного массива, в последующем названная Чузиковско-Чижапской зоной нефтегазоаккумуляции [3], можно видеть (рис., Б), что простирание складок третьего порядка, установленных нами ранее [3], соответствует ориентировке Центральной синклинорной зоны. Ориентировка антиклинальных и синклинальных складок третьего порядка, и зоны, перпендикулярной этим складкам, позволяют говорить, что рассматриваемые складки третьего порядка в изученном районе могли сформировать складку второго порядка. Такая ориентировка складок соответствует проявлению герцинской складчатости.

После завершения герцинской складчатости по доюрским образованиям проявилась система триасового рифтогенеза с формированием грабен-рифтов субмеридионального простирания (рис., А). При сравнении ориентировки Усть-Тымского и Чузиковского грабен-рифтов с ориентировкой простирания зон герцинской складчатости отчетливо видно, что между системой герцинской складкообразования и триасового рифтогенеза (рис., Б) таковой связи не устанавливается. Вместе с тем, несомненно, часть тектонических нарушений ориентирована близко к простиранию грабен-рифтов, а часть –

## СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

перпендикулярно им, что является косвенным подтверждением того, что триасовая система рифтогенеза, при ее наложении на систему герцинской складчатости, проявилась в заложении разломов как северо-восточного, так и перпендикулярного им северо-западного простирания. Ориентировка тех и других не совпадает с ориентировкой разломов, ориентированных параллельно и вкрест простирания герцинской складчатости.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

- При проявлении герцинского складкообразования в пределах ЗСГ сформировалась система синклиналиев и антиклиналиев, пересекающих всю территорию ЗСГ и имеющих субмеридиональную ориентировку.
- Ориентировка антиклинальных и синклиналиных складок третьего порядка в пределах Межовского срединного массива (Нюрольский СФР) в целом соответствует ориентировке соответствующего участка Центрального синклиналия.
- При проявлении триасового рифтогенеза грабен-рифты, расположенные в районе Нюрольского СФР (Усть-Тымский и Чузикский), имеющие северо-восточное простирание, оказали влияние на тектоническую структуру доюрских образований Межовского срединного массива, в формировании части тектонических нарушений, имеющих северо-восточное простирание.
- Система складок третьего порядка в доюрских образованиях Межовского срединного массива, расположенного в пределах Нюрольского СФР, сформировалась в герцинский этап складкообразования.
- Проявление вторичных процессов при формировании в доюрских образованиях пород-коллекторов осуществлялось по тектоническим нарушениям северо-западного простирания, сформированным при проявлении герцинской складчатости, и по тектоническим нарушениям северо-восточного простирания, часть из которых сформирована при проявлении герцинской складчатости, а часть – при проявлении триасового рифтогенеза.

### Литература

1. Ковешников А.Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета, 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 148 – 151.
2. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е. Перезио Г.Н., Краснов В.И. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа / Под ред. И.С. Грамберга и др. – Новосибирск: Наука, 1991. – С. 152 – 171.
3. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузиско-Чижапской 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: СНИИГГиМС, 1999. – 80 с.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ДЕТАЛИЗАЦИИ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ГРАНИЦ ЗАЛЕЖЕЙ

**Е.С. Колесников**

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г.Пермь, Россия*

Продуктивные пласты девонского терригенного нефтегазоносного комплекса (НГК), развитого преимущественно в южных районах Пермского края, характеризуются площадной невыдержанностью, вследствие изменения коллекторских свойств, замещения коллекторов плотными породами и выклинивания. Проблема прослеживания границ распространения коллектора в залежах данного НГК отмечается в пределах пластов группы Д (Д0, Д1 и Д2) на месторождениях западной части Башкирского свода. Недоучёт особенностей распространения коллекторов влечет за собой изменение основных подсчетных параметров: площади, толщины, пористости и, следовательно, величины запасов углеводородного сырья.

Основными источниками информации при изучении пород-коллекторов, условий их формирования и определении их границ являются бурение скважин, сейсморазведка, исследования керна и ГИС. При построении геологических моделей, в зависимости от степени геолого-геофизической изученности, местоположение литологических границ коллекторов определяется обычно либо посередине между скважинами, либо по градиенту изменения эффективных толщин. Так же возможно определение линии замещения по граничным значениям коллекторских свойств пород [1, 2]. Такие способы определения литологических границ имеют высокую степень достоверности только при относительно высокой степени разбуренности. При наличии единичных скважин степень достоверности геометризации коллекторов резко снижается, что сказывается на достоверности подсчетных параметров. В связи с этим, при детализации геологических моделей таких объектов необходимо привлечение дополнительных исследований и специальных методик. Одним из таких методов является сейсморазведка 3D с повышенной плотностью профилирования. Впервые такая высокоплотная, широкоазимутальная съёмка в Пермском крае была проведена на Альняшском месторождении (2016-2017 гг.), расположенном на Куединском вале Башкирского свода. Повышенная плотность достигнута за счет уменьшения интервала между приемными и взрывными линиями, уменьшения шага между пунктами возбуждения, что позволило повысить равномерность распределения сейсмических атрибутов по площади; размер бина составил 12,5×12,5 м, что в 2 раза меньше, чем при стандартных съёмках.

В данной работе возможность применения результатов высокоплотностной сейсморазведки для определения границ распространения пластов-коллекторов при подсчете запасов рассмотрена на примере пласта Д1