

5. Никитин Ю.И., Фёдорова Т.И. Тектоника и нефтегазоносность отложений девона зоны сочленения Бузулукской и Прикаспийской впадин //Геология нефти и газа. – 1988. – № 6. – С.32-36.
6. Фомина Г.В., Червакова И.И. Перспективы открытия неантиклинальных ловушек в юго-западной части Оренбургской области //Нефтегазоносность северо-восточного обрамления Прикаспийской синеклизы. – М.: ВНИГНИ, 1988. – С.41-45.
7. Хемфил К., Смит Р., Сабо Ф. Геология рифов Биверхилл-Лейк, район Суон-Хиллс //Геология гигантских месторождений нефти и газа. – М.: Мир, 1973. – С.47-80.
8. Hriskevich M.E. Middle Devonian Reef Production, Rainbow Area, Alberta, Canada //AAPG. – 1970. – V.54. – N 1. – P.2260-2281.
9. Mesolella K.J., Robinson D.J., McCormic L.M., and Craiston A.R. Cycle Deposition of Silurian Carbonates and Evaporites in Michigan Basin //AAPG. – 1974. – V.58. – N 1. – P.34-62.

УДК 551.243.6 (470.56)

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ДЕФОРМАЦИИ ОРЕНБУРГСКОГО ПРИУРАЛЬЯ В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

© 2011 г. Е.А. Данилова

НПФ "Оренбурггазгеофизика" ООО "Георесурс"

Оренбургское Приуралье – крайняя южная часть Предуральского краевого прогиба (ПКП), в геотектоническом плане являющегося крупнейшей переходной структурой между Восточно-Европейской платформой и складчатыми сооружениями Урала. Оренбургский фрагмент прогиба имеет площадь около 4 тыс. км² и одну из самых высоких в ПКП плотность ресурсов (44 тыс. т у.т./км²) (Аплонов С.В., 2006), однако характеризуется крайне низкой степенью изученности и разведанности.

Изучение Оренбургского Предуралья началось в тридцатые годы прошлого века с геологосъемочных работ. В конце сороковых годов стали выполняться аэромагнитометрические, гравиметрические и электроразведочные работы. Сейсморазведочные работы на исследуемой территории начали проводиться со второй половины 50-х годов. Уровень и степень детальности исследования территории сейсморазведкой не равномерны. Наиболее изученным является западный борт Предуральского прогиба. Следует отметить, что большая часть сейсмических работ МОГТ проводилась в период станов-

ления метода (аналоговая запись, низкая кратность), вследствие чего результаты работ, выполненных до середины 80-х годов, с позиции освещения строения осадочного чехла нельзя считать достаточно достоверными. Обработка выполнялась в основном с использованием стандартных для того времени программных процедур (без миграции), основанных на использовании средних скоростей. Учитывая сложность геологического строения территории ПКП (интенсивное проявление соляно-купольной тектоники, обилие тектонических нарушений), это приводило к потере непрерывности прослеживания подсолевых границ, серьезным ошибкам в интерпретации и структурных построениях по подсолевым горизонтам. Однако необходимо подчеркнуть, что благодаря отработанным в это и последующее время региональным сейсмическим профилям стало возможным создание геологической модели ПКП. Установлена блоковая структура прогиба, ступенчатое погружение фундамента по системе меридиональных нарушений от бортовых зон к центральной части прогиба. Закартированы крупные ши-

ротные нарушения, по которым происходит ступенеобразное погружение ПКП с севера на юг.

В последние годы пристальное внимание исследователей было сосредоточено на изучении юго-западной части Оренбургского Предуралья. Здесь проведены газогеохимические и литолого-геохимические съемки, исследования инфразвуковым методом АН-ЧАР (акустическая низкочастотная разведка), исследования по технологии специализированного аэрокосмофотодешифрирования, работы методом СЛБО (сейсмолокация бокового обзора), сейсморазведка 3Д и др.

Глубокое поисково-разведочное и параметрическое бурение на территории Оренбургского Предуралья проводится с 1960 г. Всего пробурено более 100 глубоких скважин, подавляющая их часть сосредоточена в западном борту ПКП. Бурение около 90 % скважин остановлено в подсолевых отложениях. Самыми древними отложениями, вскрытыми в пределах западной части оренбургского фрагмента ПКП, являются ордовикские. Восточная часть прогиба изучена лишь на глубину залегания пород сакмаро-артинского возраста.

В скважинах Оренбургского Приуралья проводилось опробование и испытание отложений нефтегазоносных комплексов, перспективных в пределах платформы. В разрезах примерно 50 % скважин, вскрывших подсолевые отложения, отмечались признаки нефтегазоносности, однако положительные результаты получены лишь в 25 %. Этот факт можно объяснить сложной тектонической обстановкой и наличием в подсолевом разрезе трещинных коллекторов, для которых освоение проводилось некорректно. Опыт разработки подобных коллекторов в Пермском Приуралье [5] показывает, что приложение депрессии приводит к полному смыканию или уменьшению раскрытости трещин. Трудности в опробование и освоение скважин привносит "искусственное задавливание" трещинных коллекторов твердой фазой бурового раствора [8].

Перспективы нефтегазоносности прогиба исследователями связываются с тремя зонами:

- 1) сочленение западного борта прогиба и платформы,
- 2) западный борт и центральная часть,
- 3) восточный борт.

В зоне сочленения прогиба и платформы открыто восемь месторождений, приуроченных к нижнепермским рифам (Совхозное, Караванное, Чкаловское, Северо-Копанское, Копанское, Бердянское, Новопавловское и Нагумановское). Западный борт и центральная часть прогиба характеризуется наличием семи месторождений, связанных с зонами антиклинальных поднятий (Староключевское, Теректинское, Южно-Оренбургское, Акобинское, Кзылбинское, Рождественское и Западно-Рождественское). Потенциальные перспективы восточного борта прогиба в отношении нефтегазоносности связываются с интенсивным проявлением дизъюнктивной тектоники взбросово-надвигового характера. На территории Оренбуржья в этой зоне в среднекаменноугольных отложениях открыта залежь нефти на Тавакановской площади. Газоносность нижнепермской молассы доказана бурением.

Все месторождения Оренбургского Приуралья сосредоточены в отложениях нижнепермского и визейско-башкирского нефтегазоносных комплексов, характеризуются сравнительно небольшими размерами и сложным блоковым строением. Коллекторами служат породы порового, кавернозно-порового и низкопорово-трещинного типа. Покрышкой – глинистые пласты московско-каменноугольных отложений и соли кунгурского яруса.

Прогиб характеризуется достаточно сложным геологическим строением. Подсолевые отложения, в строении которых повсеместно значительную роль играет трещиноватость, залегают на глубинах от 3000 м. Согласно изучению керна скважин, наблюдаются трещины как субвертикаль-

ные, так и разнонаправленные. Встречаются интервалы различной степени трещиноватости – от слабой до очень сильной, выраженной зонами дробления. Отмечаются "зеркала скольжения". По результатам бурения в некоторых интервалах выход керна составил от 0 до 15 %, что также может указывать на сильную разрушенность пород. Все это, безусловно, говорит о тектонической активности данного района.

Очень важную в строении подсолевых отложений роль играют вторичные процессы. В породах зачастую развита вторичная пористость, кавернозность. Каверны выполнены кристаллическим кальцитом, доломитом. Встречаются интервалы брекчирования. Повсеместно отмечаются интервалы, содержащие включения пирита. По трещинам развита кальцитизация, ангидритизация, доломитизация, сульфатизация и битуминозность, что свидетельствует, по мнению некоторых исследователей [1], о протекающих гидротермальных процессах в тектонически ослабленных зонах.

Породы оренбургского фрагмента ПКП как в карбонатном, так и в терригенном разрезах в основном имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), не имеющие никакой закономерности распределения ни по разрезу, ни по латерали. Например, на Акобинском месторождении ФЕС пород одного и того же возраста могут разительно отличаться друг от друга даже в соседних скважинах. Так, в скв.171 и 172 в башкирских отложениях обнаружены коллекторы порового типа (пористость вторичная), тогда как в пробуренной рядом скв.173 – низкопорово-трещинного. Такую неравномерность сложно объяснить принципами фациального анализа. Возможно, это связано с дизъюнктивными процессами. Скважины расположены в пределах разных тектонических блоков, породы, слагающие их разрезы, в разной степени подвергались гидротермальным процессам, протекающим по разломам [1, 3].

По мнению исследователей, занимающихся изучением истории развития прогиба, на протяжении байкальского, каледонского, герцинского и альпийского геотектонических циклов территория прогиба подвергалась (возможно, и до сих пор подвергается) деформациям различных амплитуд [3, 6]. Широкое развитие в данном регионе сети разломов не вызывает сомнений. Однако геофизиками разрывной тектонике уделяется очень мало внимания. Признаки, которые могут свидетельствовать о смятии пород, существовании разрывных нарушений и зон повышенной трещиноватости, зачастую интерпретируются сейсморазведчиками как случайные помехи, связанные с погрешностями системы наблюдений и обработки данных [7].

Автором проведена новая интерпретация временных разрезов нескольких региональных профилей, пересекающих прогиб субширотно и субмеридионально, с учетом всех возможных признаков обнаружения тектонических деформаций. Такими являются: изменение гладкости границ, характера напластования пород, хаотическое поведение фаз, смещение и разрыв осей синфазности регулярных отраженных волн, потеря или ухудшение корреляции волн, появление нерегулярных наклонных осей синфазности, локальное усиление нерегулярных волн и др. [2, 7, 10] (рис. 1). В результате как в подсолевом, так и в надсолевом комплексах выявляется довольно густая сеть тектонических нарушений (рис.1). Для всех профилей отмечаются общие закономерности. Большая часть разломов по своей форме напоминает "деревья". Древние наиболее глубокие нарушения представляют собой "стволы", от которых "ответвляются" молодые нарушения, зачастую имеющие, в свою очередь, еще более молодые "побеги". Нарушения делят всю подсолевою толщу осадочного чехла на мелкие блоки (рис.1). По всей видимости, "деревья" представляют собой узлы пересечения разломов различной ориентировки (области аномально высокой трещиноватости),

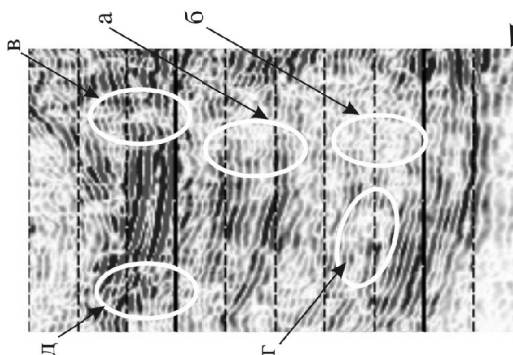
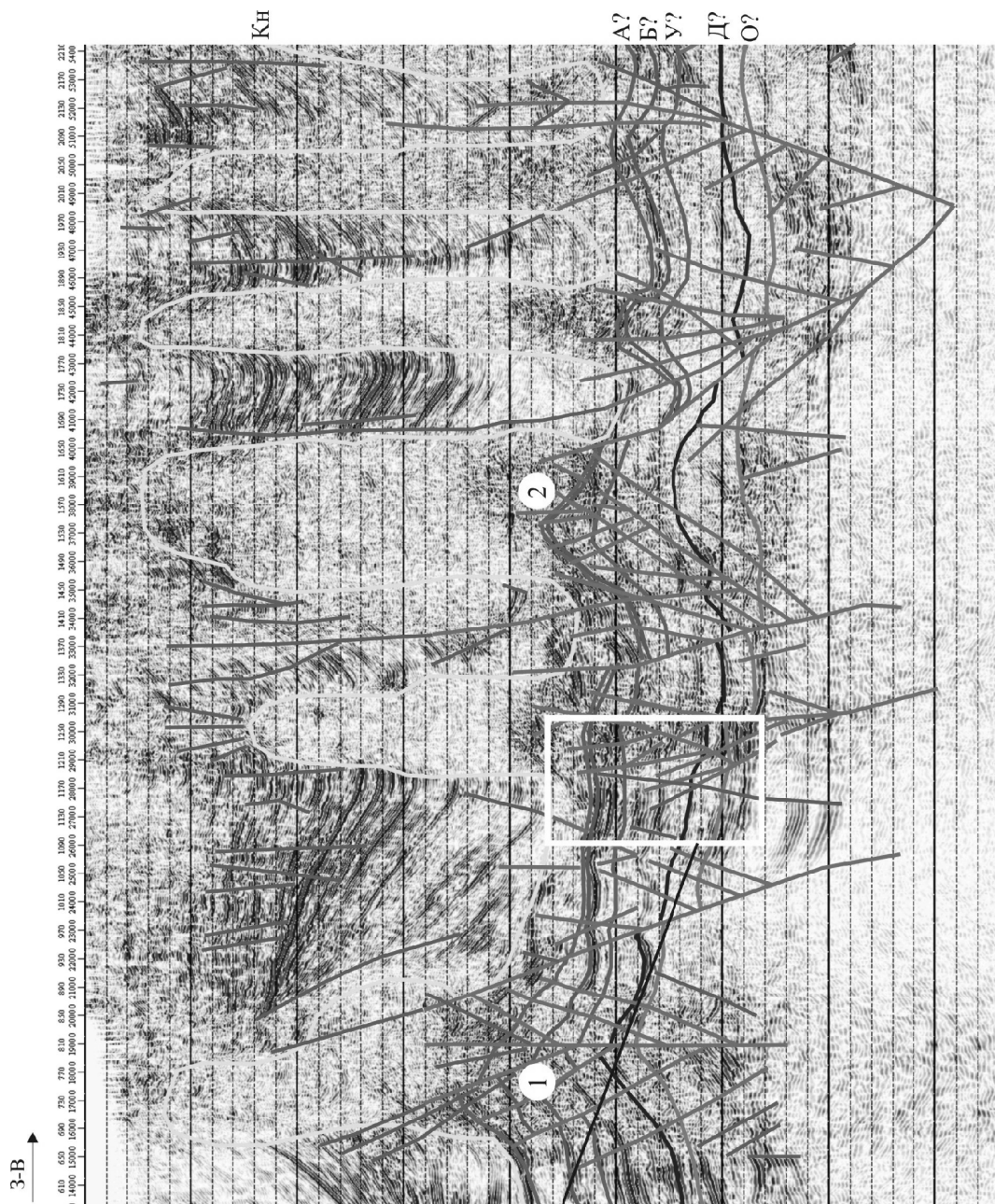


Рис.1. Интерпретация временного разреза с учетом всех возможных признаков тектонических деформаций. 1 – Новопавловское месторождение, 2 – Кзыlobинское месторождение. *Признаки деформаций:* а – изменение гладкости границ, характера напластования пород; б – хаотическое поведение фаз; в – смещение и разрыв осей синфазности регулярных отраженных волн; г – потеря или ухудшение корреляции волн; д – появление нерегулярных наклонных осей синфазности. А? – предполагаемая поверхность кровли отложений артинского яруса, Б? – предполагаемая поверхность кровли отложений башкирского яруса, У? – предполагаемая поверхность кровли отложений бобрковского горизонта, Д? – предполагаемая поверхность кровли девонских отложений, О? – предполагаемая поверхность кровли ордовикских отложений

активизировавшихся на различных этапах складчатости.

Если сопоставить полученные результаты с данными бурения скважин, через которые были пройдены изученные профили (скв. 161, 162 Кзылобинской, 1 Западно-Рождественской, 70 Активной, 120 Буртинской, 10 Староказлаировской, 106 Предуральской, 10 Саракташской и других площадей), то во многих случаях окажется, что в местах пересечения стволов скважин с выявленными зонами тектонических нарушений вскрыты породы с нарушенной структурой, зеркалами скольжения и следами раздробленности.

Результаты исследований показывают связь разломов с соляно-купольными структурами. К аналогичному выводу приходят многие геологи при получении новых данных о разрывной тектонике нефтегазоносных бассейнов [3, 4, 7]. Проекция этих нарушений, по мнению многих исследователей, в большинстве случаев совпадают с простиранием соляных куполов. Если протрассировать основные направления расположения соляных гряд и перемычек между ними по последним структурным построениям, то в первом приближении можно получить схематическую сеть ослабленных зон, судя по которой фундамент ПКП состоит из отдельных протяженных субмеридиональных ступеней, смещенных друг относительно друга (рис.2). Тектонические сдвиги, как известно, сопровождаются развитием зон трещиноватости, которые, в свою очередь, формируют коллекторы трещинной группы.

На проинтерпретированных временных разрезах месторождения оренбургской части прогиба выглядят как поднятия, образованные в результате сдвиговых подвижек, напоминают строение "цветка" или "кроны дерева" [9], приурочены к глубинным разломам (рис.1). Структуры разбиты нарушениями различной амплитуды на мелкие блоки. Аналогичное строение имеют и многие перспективные структуры, выделенные гео-

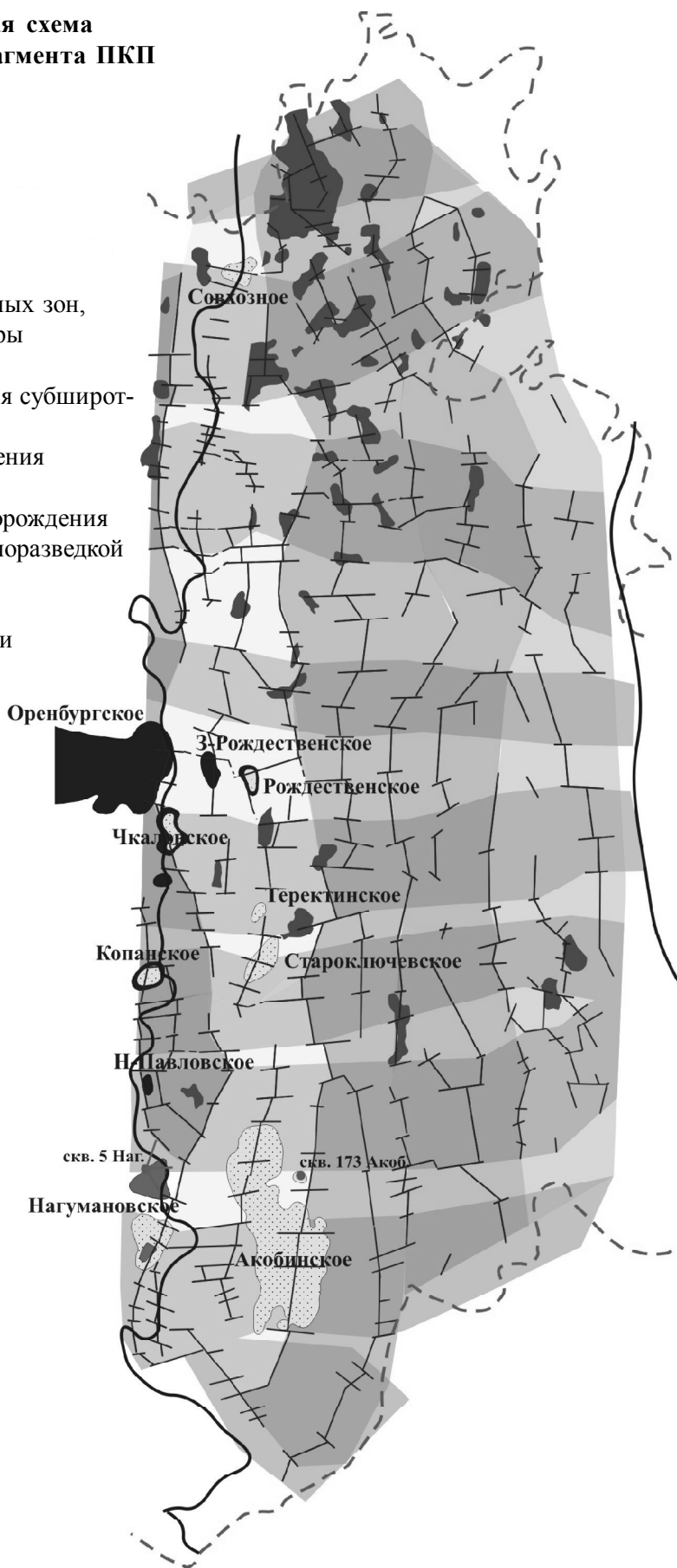
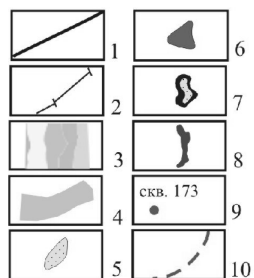
физиками. Некоторые разломы, с образованием которых связаны "цветки", трассируются в надсолевые породы, сосредоточенные в мульдах, что указывает на довольно молодой возраст этих тектонических деформаций (рис.1). Возможно, разломы затрагивали и соляные структуры, но следы нарушений в них "залечились".

Если на схему разломов, полученную при трассировании основных направлений соляных гряд и перемычек между ними, вынести контуры всех структур, выделенных сейсморазведкой, и месторождений в пределах ПКП и в зоне сочленения его с платформой, то окажется, что большая их часть располагается вдоль субмеридиональных разломов, осложненных субгоризонтальными сдвигами, а значит, поднятия являются приразломными (рис.2).

Резюмируя вышесказанное, можно отметить, что так как территория ПКП является тектонически активным районом, неоднократно подвергавшимся деформациям разнообразных амплитуд в различные эпохи складчатости, здесь необходимо применять иную методику поисков УВ, основанную на структурно-тектонических принципах. Если учитывать все возможные признаки выделения тектонических нарушений при интерпретации сейсмических разрезов, то в разрезе прогиба можно выделить густые сети нарушений – по всей видимости, узлы пересечения активизировавшихся на различных этапах складчатости разломов разнообразной ориентировки. Узлы представляют собой области аномально высокой трещиноватости и могут стать перспективными в плане нефтегазоносности в том случае, если они имеют мощную соляную покрывку. Перспективы нефтегазоносности прогиба, скорее всего, велики и связаны с вторичными коллекторами трещинной группы. Возможно, объекты будут иметь небольшие размеры, но это может компенсироваться их значительным числом.

Рис.2. Предположительная схема фундамента оренбургского фрагмента ПКП

- 1 – границы ПКП
- 2 – схематическая сеть ослабленных зон, контролирующая соляные структуры
- 3 – субмеридиональные ступени
- 4 – предполагаемые зоны развития субширотных древних разломов
- 5 – газоконденсатные месторождения
- 6 – нефтяные месторождения
- 7 – нефтегазоконденсатные месторождения
- 8 – структуры, выделенные сейсморазведкой по башкирским отложениям
- 9 – скважины
- 10 – границы Оренбургской области



1. Багдасарова М.В. Роль гидротермальных процессов при формировании коллекторов нефти и газа //Геология нефти и газа. – 1997. – № 9. – С.42-46.
2. Бондарев В. И., Крылатков С.М. Основы обработки и интерпретации данных сейсморазведки //Учебник для вузов. Часть III. – Екатеринбург: изд-во УГГГА, 2001. – 198 с.
3. Горожанин В.М. Особенности нефтегазонакопления в соляно-купольных областях юго-востока Восточно-Европейской платформы //Современное состояние наук о Земле: материалы междунаро. конф., посвященной памяти В.Е. Хаина. – Москва, 1-4 февр., 2011. (<http://khain2011.web.ru>).
4. Демидов В.А. Роль разломов в формировании соляно-купольных структур юга Русской платформы (Припятская, Днепровско-Донецкая и Прикаспийская впадины) //Нефтегазовая геология и геофизика. – 1991. – № 10. (<http://geolib.narod.ru>).
5. Денк С.О. Карбонатные трещинные коллекторы в Пермском Приуралье //Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С.31-34.
6. Денцкевич И.А. Основные этапы истории развития в фанерозое юго-восточной окраины Волго-Уральской антеклизы //Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области /под ред. А.С. Пантелеева, Н.Ф. Козлова. – Оренбург: Оренбург. кн. изд-во, 1998. – С.18-22.
7. Постнов А.В., Ширягин О.А. Новые данные о разрывной тектонике левобережной части Астраханского свода //Геология нефти и газа. – 2003. – № 2. – С.30-34.
8. Савинков А.В. Трещинные коллекторы подсолевых отложений восточного борта Предуральского краевого прогиба – основной объект поисков и разведки месторождений нефти и газа //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 4. – С.12-15.
9. Тимурзиев А.И. Современное состояние практики и методологии поисков нефти – от заблуждений застоя к новому мировоззрению прогресса //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 11. – С.20-31.
10. Тюрин А.М. Выделение малоамплитудных тектонических нарушений в пределах Оренбургского вала //Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области /под ред. А.С. Пантелеева, Н.Ф. Козлова. – Оренбург: Оренбург. кн. изд-во, 2001. – С.90-94.

УДК [565.33: (551.7.02 + 551.736.3)] (510)

**О НАХОДКЕ НЕМОРСКИХ ОСТРАКОД *DARWINULOCOPINA*
В ОТЛОЖЕНИЯХ ФОРМАЦИИ ГУОДИКЕНГ ЗАПАДНОГО КИТАЯ
В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМОЙ МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЙ КОРРЕЛЯЦИИ
ВЕРХНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ**

© 2011 г. Д.А. Кухтинов, В.Р. Лозовский, Е.А. Воронкова
ФГУП "Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики"

Введение

Неморские остракоды *Darwinulocopina* широко распространены в верхнепермских отложениях различных районов мира и весьма эффективно используются в стратиграфии. В настоящее время они довольно полно изучены на территории Восточно-Европейской и Сибирской платформ, хотя пря-

мая межрегиональная корреляция разрезов верхней перми этих районов долгое время считалась невозможной в связи с проявлением провинциализма. Между тем Т.Н. Спичарский [20] еще в 1937 году, в самом начале исследований остракод из угленосных отложений кольчугинской серии Кузнецкого бассейна, описал представителей новых