

Таким образом, можно сделать вывод о том, что:

- тектонические нарушения в пределах месторождения образуют зону дробления пород без четкого вертикального смещения развития залежи;
- по породам-коллекторам нарушения играют роль зоны улучшения фильтрационно-емкостных свойств.

#### **Литература**

1. Ильина Г.Ф. Геологическая модель залежи углеводородов палеозойских отложений Северо-Останинского месторождения // Проблемы геологии и географии Сибири: материалы научной конференции, посвященной 125-летию основания Томского государственного университета и 70-летию образования геолого-географического факультета 2-4 апреля 2003 г. – Томск: Изд-во ТГУ, 2003. – С. 268 – 269.
2. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета, 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 82 – 86.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск, 1986. – С. 73.

### **ВЛИЯНИЕ ИНВЕРСИОННОЙ ТЕКТониКИ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**П.А. Горбунов**

*Научный руководитель С.В. Воробьев*

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

На протяжении мезозойского и кайнозойского этапов тектонического развития северная часть Западно-Сибирской плиты представляла собой область устойчивого погружения, сопровождавшегося заполнением осадочного бассейна терригенными породами. Заложение и развитие в триасе системы рифтов привело к раздробленности земной коры и возникновению серии межрифтовых блоков, к которым приурочены наиболее крупные и высокоамплитудные поднятия в отложениях осадочного чехла. В их пределах разрезы юры являются сокращенными по отношению к смежным рифтогенным прогибам. В меловое время, как рифты, так и межрифтовые зоны интенсивно погружались, в связи с этим в их пределах накапливались более мощные толщи осадков, чем на стабильных, удаленных от рифтов блоках. При этом заложение тектонических структур, контролирующими месторождения нефти и газа, произошло в поздне триасовое - раннеюрское время. Последующие тектонические и неотектонические движения мезозойского и кайнозойского времени обуславливали трансформации структур, определяя их морфологию, размеры и амплитуды.

На различных этапах развития осадочного бассейна периоды интенсивного прогибания неоднократно сменялись этапами воздымания, что нашло свое отражение в изменениях мощностей осадочных комплексов и в смещениях границ впадин и поднятий. При этом изменения направлений как вертикальных, так и горизонтальных тектонических движений были обусловлены блоковым строением доюрского комплекса.

По мнению М.Я. Рудкевича и др. исследователей [3], именно инверсионные тектонические движения, происходившие в процессе формирования и развития осадочного чехла, оказывали определяющее влияние на строение антиклинальных структур, контролирующих залежи многопластовых нефтяных и газовых месторождений, и на нефтегазоносность северной части Западно-Сибирской плиты в целом.

Для оценки влияния знакопеременных тектонических движений на нефтегазоносность в северной части Западной Сибири, авторами была разработана схема тектонической дислоцированности юрско-меловой части осадочного чехла. Построение схемы осуществлялось на основе комплексирования результатов сейсмических исследований и данных поисково-оценочного бурения. Авторами были построены региональные структурные карты масштаба 1:500000 по подошве осадочного чехла, а также по кровле средне-, верхнеюрских, неокомских, аптских, сеноманских и туронских отложений. На основании полученных данных по методике В.Б. Неймана [2] был построен набор карт изопакит, характеризующих накопление осадков в юрское, неокомское, аптское, альбское, сеноманское и постсеноманское время. Далее карты изопакит были перенормированы в интервале значений от -1 до +1. Первое число соответствует наиболее глубокопогруженным участкам палеовпадин, а второе – палеосводам положительных структур.

На следующем этапе выполнено последовательное суммирование всех преобразованных карт, с делением на количество сложений. В результате выполненных преобразований получена схема, характеризующая собой общую направленность тектонических движений в юрско-меловой этап тектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты. При этом максимальные положительные значения интегрального параметра соответствуют областям, в пределах которых преобладали процессы воздымания территории, а минимальные – участкам погружения. Значения параметра, близкие к нулевым (от -0,1 до +0,1), отвечают областям инверсионного развития, характеризующимся наиболее частой сменой знаков тектонических движений в процессе развития седиментационного бассейна. Именно эти области характеризуются максимальной степенью тектонической дислоцированности в мезозойский этап развития территории. Анализ полученного распределения свидетельствует о том, что большинство месторождений УВ, открытых в северной части Западной Сибири, тяготеют к участкам с максимальной степенью тектонической дислоцированности отложений осадочного чехла.

Инверсионное развитие осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна сопровождалось формированием макро- и микротрещиноватости горных пород. При этом тектонически ослабленные зоны представляли собой участки, предпочтительные для вертикальной миграции пластовых флюидов, сопровождавшейся перемещением нефти и газа в горизонтальных направлениях в процессе заполнения ловушек.

Характер площадного распределения газовых месторождений-гигантов, а также большинства месторождений нефти и газа, свидетельствуют о том, что в пределах северной части Западно-Сибирской плиты параметр тектонической дислоцированности юрско-меловой части осадочного может рассматриваться в качестве прогнозного критерия локализации залежей УВ в процессе проведения поисковых работ на нефть и газ [1].

#### Литература

1. Воробьев С.В., Горбунов П.А., Максименко О.В. Связь инверсионных тектонических движений и активированных ими флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз» / Гл. ред. В.Н. Маслов. – Тюмень, 2017. – 198 с.
2. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. – М: Недра, 1984. – 80 с.
3. Тектоническое развитие и нефтегазогеологическое районирование Западно-Сибирской провинции / М.Я. Рудкевич, Ю.М. Глухоедов, Е.М. Максимов и др. – Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1976. – 172 с.

### УСТАНОВЛЕНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМИ И ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ КАЙМЫСОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

А.М. Горшков, О.С. Ли-Ван-Хе

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия

Баженовская свита (БС) является уникальным и наиболее изучаемым геологическим объектом Западной Сибири. Залежи нефти в отложениях этой свиты рассматриваются как один из самых важных источников для восполнения ресурсной базы углеводородов России [4, 6]. Однако, несмотря на доказанную нефтеносность отложений баженовской свиты, на данный момент отсутствует единая методика поиска скоплений углеводородов в этой свите, способ геометризации ловушек, методика подсчета запасов и унифицированные способы разработки этих отложений [5].

Одной из основных причин является сложное геологическое строение БС. Характерной особенностью баженовской свиты является высокая степень неоднородности, как вещественного состава самой толщи, так и коллекторов в ней. Неоднородность вещественного состава связана с изменением содержания по разрезу глинистого, кремнистого, карбонатного и органогенного (до 10 – 25 %) вещества, обусловленного седиментационными факторами. В результате этого разрез представлен чередованием кремнистых, кремнисто-карбонатных, глинистых, карбонатно-глинистых и кремнисто-глинистых пород, в разной степени обогащенных органическим веществом [3, 7].

В работе [1] нами была показана возможность расчленения отложений БС в зависимости от распределения плотности пород по глубине залегания за счет применения метода GRI, реализованного в сланцевом пермеатре SMP-200. Метод GRI [2] предписывает работу с дезинтегрированным керном, что позволяет использовать обломки пород и шлам для исследований петрофизических свойств отложений БС, а также достоверно определять фильтрационно-емкостные свойства ультранизкопроницаемых пород. Кроме того, в работе выявлено, что график зависимости изменения плотности пород с глубиной визуально коррелируется с радиоактивным каротажем на диаграммах ГИС.

В связи с этим, целью данной работы являлось установление корреляционных связей «ГИС–керн» для баженовской свиты в пределах Каймысовского нефтегазоносного района и определение уравнений регрессии.

Баженовская свита на данных ГИС отличается от вмещающего песчано-глинистого разреза по комплексу признаков (аномально-высокими показаниями методов сопротивления и гамма-каротажа, пониженными значениями плотности и повышенными – интервального времени и др.), отмечается и ярко выраженная изменчивость этих параметров по разрезу свиты. В связи с этим, несмотря на значительный объем проведенных исследований, для разреза баженовской свиты встречаются лишь единичные примеры корреляции физических параметров, полученных на каротажных диаграммах ГИС, и петрофизических свойств геологического разреза БС.

В качестве объекта исследования использовались образцы горных пород отложений баженовской свиты (пласт Ю<sub>0</sub>), отобранные из поисковой скважины одного из месторождений юго-восточной части Каймысовского свода, а также диаграммы ГИС радиоактивного каротажа (гамма-гамма каротаж плотностной – ГГК-П, нейтронный гамма каротаж – НГК; нейтронный каротаж по тепловым нейтронам – НКТ). Кровля баженовской свиты в разрезе исследуемой скважины залегает на глубине 2662,0 м и перекрывается куломзинской свитой. Толщина баженовской свиты составляет 13 м.

Объемная плотность горных пород с естественной насыщенностью определялась модифицированным