

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ  
СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**А.С. Гарсия Бальса, Г.Ф. Ильина**

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

Северо-Останинское месторождение расположено в пределах Нюрольского нефтегазоносного района Томской области. В тектоническом отношении структура приурочена к структурному мысу, осложняющему юго-западную периклиналь Юбилейного поднятия в зоне его сочленения с юго-западным погружением Пудинского мегавала. За основу принята блоково-тектоническая модель, разработанная В.С. Сурковым, О.Г. Жеро и др. [3].

В геологическом строении месторождения принимают участие карбонатные палеозойские и терригенные мезозойско-кайнозойские отложения платформенного терригенного чехла.

Палеозойские отложения вскрыты в 17 скважинах и представлены преимущественно карбонатными (известняки, доломиты, доломитизированные известняки) и глинисто-кремнистыми породами.

Существует несколько мнений и взглядов на геологическое строение залежи палеозойских отложений месторождения. По мнению Тищенко Г.И. и др. (1985), Северо-Останинская структура приурочена к структурно-тектоническому блоку, расположенному в зоне сочленения северо-восточной части Межовского срединного массива и Васюган-Пудинского инверсионного антиклинория. В пределах залежи выделена антиклинальная складка северо-западного простирания, осложненная в замковой части двумя мелкими складками северо-западного простирания. По отражающему горизонту  $F_2$  структура представляет собой моноклиналь, повышающуюся в направлении от Останинского и Западно-Останинского выступов в сторону Юбилейного поднятия. В пределах блока, где выявлена нефтеносность, на поверхности несогласия прослеживаются карбонатные отложения силурийского возраста и девона-раннего карбона.

По мнению А.Э. Конторовича и др. (1995), зоны углеводородов в пределах структуры приурочены к зонам дробления, сформировавшимся на пересечении разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Залежь углеводородов контролируется с запада и юга дизъюнктивными нарушениями, с востока – литологическим экраном образований раннего девона (глинистые известняки, аргиллиты). Складчатое и блоковое строение палеозойских отложений обеспечило выход на домезозойскую поверхность разновозрастных формаций от силурийского возраста до раннего карбона.

Палеогеографические и фациальные особенности позволяют высказать предположение, что в пределах акватория девонского моря могли существовать благоприятные обстановки для формирования рифов различного типа. Наиболее подходящие условия для их роста могли возникать на границе депрессионных и отмельных зон, на границе троговых систем и шельфа, а также внутри шельфовой области и отмельных зон.

По В.И. Краснову, Г.Д. Исаеву и др. (1988), наиболее древними, вмещающими промышленную нефть, на данной площади являются отложения силура. Северо-Останинская залежь приурочена к структурно-тектоническому блоку в зоне сочленения Нюрольской впадины и Пудинского мегавала.

В пределах рассматриваемого блока на поверхности несогласия прослеживаются карбонатные отложения в виде полос северо-западного простирания. В структурных построениях эти полосы разобщаются разломами, но, скорее всего, полосовидное распространение поверхности среза связано с денудацией складчатых структур палеозоя и выходом на поверхность разных по литологии и возрасту пород. Полосовидное строение Северо-Останинского блока отражается в поле граничных скоростей по данным корреляционного метода преломленных волн (КМПВ).

Продуктивная зона вскрыта скважинами № 3, 5, 7, и их продуктивность связана с кавернозно-трещиноватым типом коллектора, образованного при метасоматической доломитизации известняков [2]. Но данные по определению возраста продуктивной толщи не подтверждают силурийский возраст карбонатов. Вскрытые породы силурийского возраста не являются коллекторами, и притоков жидкости по ним практически не получено (скважина №2).

На данный момент фактически не существует однозначного мнения по поводу геологического строения месторождения, и автором предлагается возраст пород увязывать со структурно-тектоническим строением данного района.

Южнее и северо-восточнее основного продуктивного блока месторождения имеются зоны разновозрастных карбонатных пород, в пределах которых прогнозируются залежи УВ в виде «полос», приуроченных к карбонатным породам среднего девона.

Молодые отложения каменноугольного возраста и более древние раннедевонские и силурийские породы имеют большую глинистость и являются покровной для нефтяной залежи. Общий наклон кровли палеозойского фундамента обусловил сохранение залежи по восточной части выхода на поверхность продуктивных среднедевонских карбонатов. Зона развития разновозрастных пород в плане зависит от толщины продуктивной части (по продуктивным скважинам вскрытая толщина достигает 200 м и более), угла поверхности денудации, а также углов складчатости структуры. Соответственно площадь залежи в отдельных ее частях может изменяться в широких пределах [1].

Сделанные выводы основаны на анализе геолого-геофизического материала по проблеме нефтеносности месторождения, наработанные в разные годы, в том числе и по полученным данным по сейсморазведочным работам сейсмопартии 3/92-94, КМПВ, по результатам бурения скважин, а также определения возраста палеозойских пород.

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, контролирующих 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.