

В скважине №3 отложения сформировались в озерно- и пойменно-аллювиальной обстановке, и так же отложений речного канала [2], породы попадают либо приближаются к полям бассейнов, активных континентальных окраин, сопряженных с островными дугами, развитыми на зрелой континентальной коре, а также бассейнов пассивных окраин.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что отложения пласта Ю<sub>4</sub> в основном формировались как в мелководных прибрежно-морских, так и в пресноводных континентальных обстановках.

Результаты исследований позволили уточнить латеральную фациальную изменчивость в пределах пласта Ю<sub>4</sub> с востока на северо-запад. Озерные отложения сменяются русловыми аллювиальными литофациями, более перспективными в отношении нефтеносности, что подтверждено результатами испытаний.

#### Литература

1. Маслов А.В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных. Учебное пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. – 289 с.
2. Тощева Я.С. Палеогеографические и литолого-фациальные особенности формирования юрских отложений (пласт Ю<sub>4</sub>) Усть-Тегусского месторождения (Демьянский нефтегазоносный район) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. – Томск: ТПУ, 2017. – Т.1. – С. 79–80.
3. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимические индикаторы литогенеза (литологическая геохимия). – Сыктывкар: Геопринт, 2011. – 742 с.

### **ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ОБЛАСТЯХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

**А.С. Трушко, Ю.С. Березовский**

Научный руководители доценты Г.М. Татьянин<sup>1</sup>, доцент О.С. Чернова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Национальный исследовательский Томский государственный университет,*

<sup>2</sup>*Национальный исследовательский Томский политехнический университет*

В настоящее время в связи с выработкой месторождений углеводородов (УВ) в юрских и меловых отложениях Западной Сибири, всё больше внимания обращается к палеозойским структурам, слабо изученным из-за сложного геологического, тектонического строения, недостаточности данных по геологии и геофизике. Тем не менее, имеющийся объем неравноценных данных по палеозою, при его комплексной интерпретации может дать результаты по оценке продуктивности палеозойских структур, благоприятных на УВ сырье. Сложности геологического и тектонического характера мы можем наблюдать на примере одного из месторождений Томской области.

Месторождение «Х» расположено в пределах Нюрольского нефтегазоносного района Томской области, в Парабельском районе. В тектоническом отношении район работ приурочен к зоне сочленения двух крупных структур первого порядка: Нюрольской впадины и Пудинского мегавала. За основу принята блоково-тектоническая модель, разработанная В.С. Сурковым, О.Г. Жеро и др [3].

В 2015 году скважина № 3 по результатам опробования пласта М получила «сухо». Изучение керна указывает на попадание скважины № 3 в тектонически деформированную зону пласта. Это подтвердилось анализом материалов ЗД МОГТ, по которым наблюдаются аномалии, тяготеющие к тектоническим нарушениям (рис. 1) [4]. На рисунке разломы выделены буферными зонами по 20 м, в зонах развития аномалий эти зоны расширяются. Данные аномалии могут трактоваться как тектонически деформированные зоны, ёмкостная составляющая которых была заполнена продуктами вторичных изменений вмещающей породы на этапе формирования ловушек УВ. На данном этапе эти зоны являются неблагоприятными для бурения, однако однозначно считать их зонами развития неколлектора пока нельзя.

Для последующего бурения резетки бокового ствола со скважины № 3, либо дополнительного уплотняющего бурения на X месторождении предлагается рассмотреть три возможных варианта бурения X, Y, Z (рис. 2).

Выбор местоположения скважин основан на получении максимальной геолого-геофизической информации по блоковому строению доюрского комплекса отложений.

Местоположение предлагаемых к рассмотрению точек скважин X, Y, Z выбрано таким образом, чтобы произвести вскрытие кровли пласта М до а.о. – 2700 м., то есть в максимально приподнятых частях залежи. В данном диапазоне пробурены скважины: № 4 и № 3. Скважина № 4 подтвердила нефтенасыщенность разреза коры выветривания.

При бурении резетки бокового ствола предложено рассмотреть следующие варианты расположения:

Скважина X. При бурении в данную точку перспективными объектами являются как пласт М, так и М<sub>1</sub>. Причём значительная перспектива связана именно с отложениями пласта М<sub>1</sub>, как уже упоминалось выше продуктивность данных отложений доказана испытаниями скважины № 4, которая является гипсометрически самой высокой из пробурённых. Гипсометрически скважина X располагается на 50 метров выше, чем скважина № 4. В связи с чем, перспективы наличия УВ в пласте М<sub>1</sub> увеличиваются [1, 2].

Скважина Y расположена на максимальном удалении от окружающих тектонических нарушений, чтобы вскрыть тектонически не затронутую зону. Продуктивными для опробования являются отложения пласта М и

М1. Местоположение скважины весьма консервативно, т.к. в данном блоке присутствует скважина №4, и при бурении данной скважины существуют минимальные риски получить отрицательный результат.

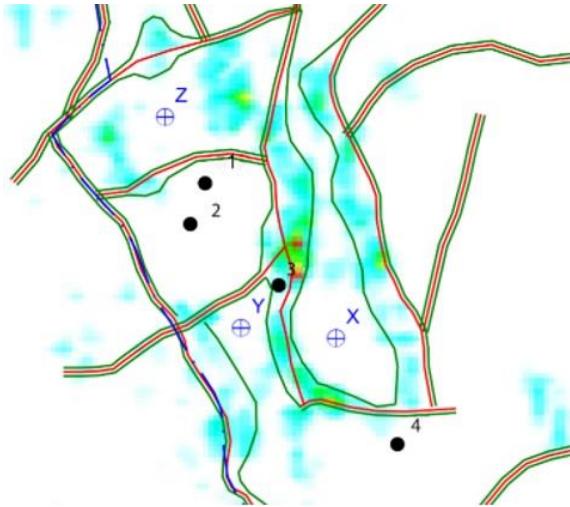


Рис. 1 Карта распространения тектонически деформированных зон

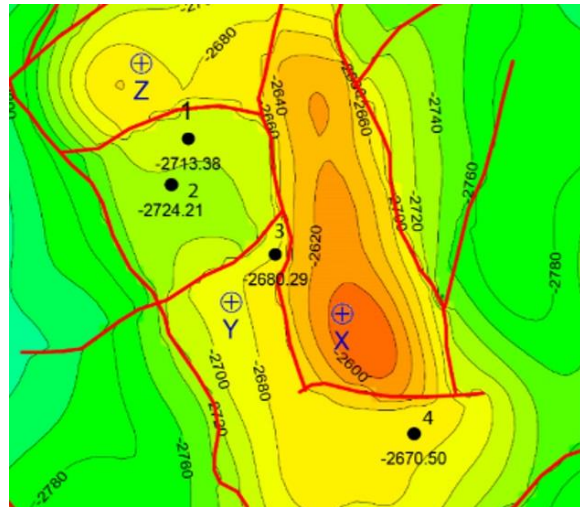


Рис. 2 Карта отражающего горизонта Ф2 с предлагаемыми к бурению скважинами

Для бурения уплотняющей скважины рекомендуется следующее местоположение:

Скважина Z. По гипсометрии планируется, что скважина Z будет близка к скважине № 4, соответственно высока вероятность продуктивности, как пласт М, так и пласт М1. Так же при бурении данной скважины будет уточнена продуктивность отдельно стоящего тектонического блока [5].

Отдельно необходимо отметить, что точность структурных построений по отражающему горизонту Ф<sub>2</sub> составляет порядка 20 м и данный факт необходимо учитывать при бурении.

Таким образом, с учётом тектонических особенностей данной территории были предложены три потенциальных местоположения новой скважины или зарезки бокового ствола.

#### Литература

1. Елкин Е.А. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Академическое издание «Гео», Новосибирск, 2001 г. – 165 с.
2. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений. Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, 2015.
3. Сурков В.С., Жеро О. Г., Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М., Недра, 1981, – 143 с.
4. Тектоника современных и древних океанов и их окраин. Материалы XLIX Тектонического совещания, посвященного 100-летию академика Ю.М. Пушаровского. М.: ГЕОС, 2017. – 319 с.
5. Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности: Материалы II Всероссийской науч. конференции с участием иностранных учёных, Тюмень, 2010 г. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2010. – 210 с.

### НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТАШТЫПСКОГО ГОРИЗОНТА НИЖНЕГО ДЕВОНА (ЭМС) (ЮЖНО-МИНУСИНСКАЯ ВПАДИНА)

А.Н. Филимонов

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Таштыпский горизонт (верхи нижнего – низы верхнего эмса) широко распространен в нижнедевонских отложениях Алтае-Саянской области (Минуса, Тува, Горный Алтай, Горная Шория). Отличительной его чертой в пределах востока области является развитие карбонатных пород с морской бентосной фауной («таштыпские известняки») среди мощных красноцветных континентальных толщ. При этом проведение межрегиональной корреляции не сопряженных с известняками терригенных толщ, не всегда осуществимо. В последние годы при проведении геолого-съёмочных работ на территории впадины (ГДП-200) в распоряжение автора поступили некоторые данные, позволяющие сопоставить с уровнем таштыпской свиты отдельные местные подразделения нижнего девона, установленные в пределах Уйбатской, Быстрянской и Коксинской подзон Южно-Минусинской впадины (Минусинская структурно-формационная зона).

Таштыпская свита была установлена В.С. Мелещенко и Н.А. Беляковым в 1952 г. [11] на юго-западе Южно-Минусинской впадины. Стратотипической местностью свиты является район сел Таштып, Сыры,