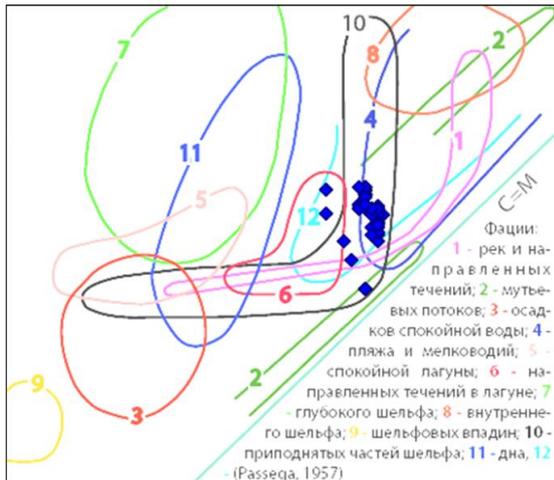
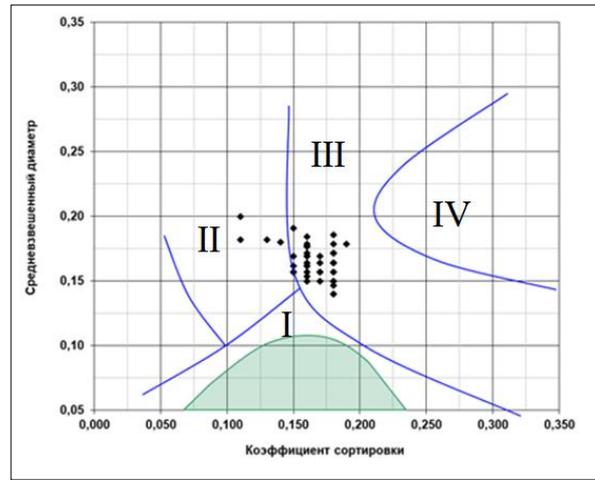


На диаграмме фигуративные точки располагаются в пределах полей III и II (рис. 3). С учетом установленных прибрежно-морских условий, такое распределение говорит о том, что песчаный материал представляет отложения достаточно быстрых морских течений (поле III) и колебательных турбулентных движений воды в прибрежной полосе моря.



**Рис. 2** Результаты определения условий осадконакопления песчаников пласта ТП<sub>22</sub> по генетической диаграмме (С–Мд) Р. Пассега [3].



**Рис. 3** Результаты определения условий осадконакопления песчаников пласта ТП<sub>22</sub> по динамической диаграмме Л.Б. Рухина [4]: II – Поле песков, осаждаемых при колебательных турбулентных движениях воды, в прибрежных частях водных бассейнов; III – Поле песчаных осадков, отложенных в однонаправленном турбулентном потоке

Таким образом, проведенные исследования свидетельствуют о том, что накопление песчаных осадков пласта ТП<sub>22</sub> танопчинской свиты на изученном месторождении осуществлялось в пределах мелководного прибрежного шельфа и связано с морскими течениями и волновой переработкой накопившегося осадочного материала.

#### Литература

1. Карогодин Ю.Н. Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии. Мел Западной Сибири. – Новосибирск: Гео, 2006. – Т. 1. – 166 с.
2. Методы палеогеографических реконструкций (при поисках нефти и газа) / В.А. Гроссгейм, О.В. Бескровная, И.Л. Геращенко и др. – Л.: Недра, 1984. – 271 с
3. Палеогеографические реконструкции для северо-восточной части Широкого Приобья на время формирования нефтегазоносного горизонта Ю<sub>2</sub> / А.Ю. Попов, Л.Г. Вакуленко, В.А. Казаненков и др. // Геология и геофизика, 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 777 – 786.
4. Шванов В.Н. Песчаные породы и методы их изучения. – Л.: Недра, 1969. – С. 248.

### ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ Чурочкин И.И.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является одной из крупнейших в мире нефтегазоносных провинций. В настоящее время потенциальные возможности провинции еще далеко не исчерпаны. Особый интерес для ресурсной базы страны представляют породы палеозойского фундамента, перспективность на нефть и газ которых была обоснована результатами интерпретации региональных геофизических работ опорного и поискового бурения. Однако небольшая мощность вскрытия разрезов палеозоя (в большинстве случаев), редкая сеть параметрических скважин, значительное разнообразие типов разрезов как в литологическом, так и в стратиграфическом понимании и сложность геологического строения этих отложений выражается в неопределенности в построении фильтрационно-емкостных моделей, риске бурения непродуктивных скважин, трудности разработки данных отложений. В данной работе рассмотрены тектонические особенности фундамента Западно-Сибирской плиты (в частности Нюрольского осадочного бассейна), представлены особенности залегания пород Нюрольского осадочного бассейна, а также краткая характеристика нефтегазоперспективных пород как первый шаг на пути к решению обозначенных выше проблем.

## СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Согласно [3], Западно-Сибирская плита представляет собой огромную ассиметричную впадину, заполненную мезозойско-кайнозойскими отложениями, мощность которых постепенно увеличивается от бортов к центру и на север. Фундамент Западно-Сибирской плиты является гетерогенным и по возрасту и по типу структурно-формационных зон. Согласно О.Г. Жеро [1], под фундаментом понимается весь комплекс гетерогенных образований, залегающих под платформенным чехлом этой геоструктуры. По отношению к Западно-Сибирской плите фундамент сложен доюрскими, а в ряде мест – дотриасовыми отложениями. Фундамент разделяется на 2 структурных этажа [1, 3]. К первому (нижнему) структурному этажу относятся геосинклинальные формации байкальского, салаирского, каледонского, реже – герцинского этапа складчатости. Геосинклинально-складчатый структурный этаж фундамента имеет многоярусное, комплексное строение, причиной которого является многочисленные проявления геосинклинально-складчатого и платформенного режимов. Геосинклинальные и платформенные (чехол) образования в пределах Западно-Сибирской плиты разделены промежуточным комплексом пород, представленных слабометаморфизованными и слабодислоцированными отложениями межгорных и внутренних орогенных впадин и прогибов, наложенных впадин, покровов срединных массивов, краевых прогибов, то есть различных отрицательных структурных форм нижнего структурного этажа [1].

В отложениях палеозоя интенсивно развита дизъюнктивная тектоника, что выявлено по сейсмическим материалам, а также заметно по нарушенному состоянию пород в отдельных скважинах. Структурные элементы, согласно [1], в основном имеют северо-западную ориентировку, значительно реже прослеживаются дизъюнктивные нарушения северо-восточного направления; в центральной и северной частях Западно-Сибирской плиты развиты разломы рифтового типа.

Центрально-Западносибирская геосинклинально-складчатая система герцинид выделяется в центральной части плиты. В ее составе которой отмечаются блоки с относительно стабильным тектоническим развитием в среднем и позднем палеозое. Средне- и позднепалеозойские отложения в пределах этих блоков дислоцированы слабее, чем в сопредельных структурно-геосинклинальных зонах [1]. Нюрольский осадочный бассейн является одной из таких областей: где на относительно жестком байкальском основании залегают преимущественно карбонатные отложения силура и девона [1]. Исследуемый район относится к Межовскому срединному массиву. Это внутренний срединный массив, представляющий собой фрагмент Алтае-Саянской складчатой области. Его обособление как массива произошло в среднем палеозое. В результате позднегерцинского и раннемезозойского тектогенеза осадочный покров был смят в складки и разбит на блоки. По современным представлениям Нюрольский осадочный бассейн представляет собой тектоническое сооружение, выделяющееся в промежуточный или второй структурный ярус фундамента и характеризуется слабой степенью дислоцированности пород. Докембрийско-нижнепалеозойское основание массива приподнято в центральной части (Межовский свод) и опущено в пределах рассматриваемой территории (Нюрольский блок). Мощность складчатого покрова на этом участке достигает 4-5 км. Эта толща выделяется в одноименный (Нюрольский) осадочный бассейн.

На основании результатов обработки исследований, проведенных СНИИГиМС и Томским географическим трестом (сейсмические исследования МОГТ) в пределах Калиновой и Северо-Калиновой площадей оказалось возможным получить вполне обоснованное представление о внутренней структуре верхней части палеозойских отложений. Эти работы показали, что внутри палеозойских толщ нельзя уверенно проследить границы, что объясняется высокой степенью дислоцированности пород. Углы по слоистости почти во всех пробуренных скважинах составляют 45 градусов. На участках с меньшими углами наклона намечается улучшение прослеживаемости палеозойских границ (Тамбаевская площадь). Работами Б.А. Канарейкина [2] доказана смятость палеозойских образований в линейные складки северо-западного простирания и нарушенность их разрывными дислокациями такого же направления и частично северо-восточного простирания. Оси антиклиналей ундулируют по простиранию [3]. Углы падения крыльев складок достаточно крутые, о чем свидетельствует, как уже указывалось, отсутствие сейсмических границ внутри палеозойских толщ и данные замеров углов по слоистости, достигающие 6-75°, а в некоторых случаях до 80°. Углы наклона, измеряемые в одной и той же скважине, нередко меняют свои значения, причем отличия достигают 30-40° (Калиновая 7). Некоторые исследователи связывают смену углов падения с выполаживанием складок вверх по разрезу, когда углы уменьшаются снизу-вверх.

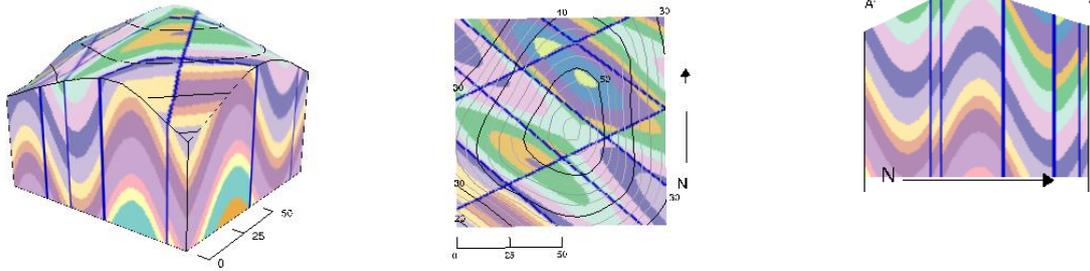
В региональном плане исследуемая территория характеризуется блоковой структурой. Она выражена по уровню денудационного среза в различных участках рассматриваемого региона. На некоторых из них отмечается выход достаточно древних образований на поверхность фундамента (силурийских), на других породы палеозоя срезаны на уровень не древнее позднедевонских. Палеозойские образования разбиты на блоки небольших размеров порядка 1,5-2 км. Плоскости разрывных нарушений имеют наклон преимущественно 70-75°. Дизъюнктивные нарушения в основном приурочены к крыльевым частям складок в среднепалеозойских породах. Однако не исключается наличие нарушений и в сводовых частях складок, которые, как предполагается, не проникают через всю толщу палеозойских образований.

Распределение литологических и стратиграфических типов пород в локальном и региональном плане, характер размещения углеводородных скоплений в пределах структур рельефа фундамента указывают на преобладающее несоответствие морфологии палеозойских складчатых и блоковых структур (рис. 1). Примером может служить распределение отложений на поверхности фундамента в пределах Нижнетабаганской площади. Здесь в сводовой части размещены не более древние отложения палеозоя, как это должно быть в антиклинальных складках, а напротив, более молодые. Подобное несоответствие можно отметить на Урманской, Калиновой площадях.

Промышленные скопления углеводородов обнаружены в породах разного стратиграфического диапазона, но близкого по коллекторским свойствам класса. Ведущим типом коллекторов, в верхней зоне палеозойских отложений являются доломиты, органогенные известняки и кремнистые образования горизонта Д. Ведущими типами коллекторов становятся органогенные карбонатные породы и кремнистые разности пород (тоже органогенные – радиоляриты, спонголиты).

В результате научно-исследовательских работ, проведенных Тищенко Г.И., был сделан ряд важных выводов относительно палеозойских пород:

1. Региональными промышленно продуктивными отложениями в палеозойских разрезах являются переработанные вторичными процессами органогенные карбонатные породы и кремнистые разновидности. В локальном плане промышленная нефть может находиться в бокситовых отложениях;
2. Возраст вмещающих отложений различен даже в пределах одной залежи;
3. Большая часть скоплений углеводородов приурочена к различным горизонтам верхнего девона и продуктов его переработки (горизонт Д, калиновая свита);
4. Емкостное пространство продуктивных отложений представлено порами, кавернами и трещинами. Поры первичные и вторичные;
5. Распространение продуктивных отложений на поверхности несогласия зависит от складчатой и блоковой тектоники, определяющей уровень эрозионного среза.



**Рис. 1** Схематичное изображение несоответствия структур рельефа фундамента внутренним складчато-блоковым структурам

#### Литература

1. Жеро О.Г. Тектоника доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозоя и триас-юрских отложений / автореф. дис. канд. геол.-минер. наук. – Томск, 1984. – 492 с.
2. Канарейкин Б.А., Смирнов Л.В. Тектоническое строение Нюрольского прогиба // Труды СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1981. – С. 16 – 31.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

### ИЗУЧЕНИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ ЯВЛЕНИЙ И ИХ РОЛЬ В РАСПРЕДЕЛЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА В ПОРОДАХ-КОЛЛЕКТОРАХ Щепелин Д.А.

Научный руководитель - доцент Е.Ю. Неёлова  
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Использование воды для повышения нефтеотдачи пласта относится к «вторичным методам добычи» и обычно применяется после добычи «первичными методами», в основе которых лежит использование естественной энергии коллектора для добычи нефти.

Основной причиной заводнения нефтяной залежи является увеличение добычи флюидов из продуктивного коллектора и, в конечном итоге, повышение коэффициента извлечения нефти из залежи. Такая задача решается с помощью «компенсации падения пластового давления» т.е. закачки воды для повышения пластового давления до начального уровня и поддержания давления примерно на этом же уровне. Вода вытесняет нефть из порового пространства, однако эффективность такого вытеснения зависит от многих факторов, в том числе от смачиваемости и капиллярного давления.

Смачиваемость определяется взаимодействием двух несмешивающихся фаз, таких как нефть и вода, а также твердой поверхности, такой как поверхность пор коллекторской породы. Коллекторские породы, обычно, описываются как гидрофобные и гидрофильные. Гидрофильная поверхность горной породы прежде всего покрывается, или «смачивается», водной фазой, и поэтому на поверхности горной породы будет присутствовать сплошная водная фаза. Гидрофобные породы «предпочитают» быть покрытыми нефтью вместо воды.

Известно, что для гидрофильных пород такой показатель, как краевой угол смачиваемости, не превышает  $90^\circ$ , а для гидрофобных составляет более  $90^\circ$ .

Именно от этого показателя горных пород напрямую зависит капиллярное давление, а точнее, знаки капиллярных давлений в контактирующих фазах (водной и углеводородной). Поэтому при гидрофильном коллекторе давление внутри нефти больше давления внутри воды (разность этих давлений и будет являться капиллярным давлением).

Выявлено, что элементы всех подвижных фаз стремятся, чтобы их капиллярная энергия достигла минимального значения, возможного в недрах. Закон Юнга-Лапласа гласит, что капиллярное давление ( $P_k$ ), при