

Помимо этого, однотипность прослеживается также и по современной активной жизни рассольно-соляных недр: диапировые поднятия растут весьма неоднородно; наиболее концентрированные рассолы скапливаются в наиболее глубоких частях водоёма; глубины прогибов постоянно колеблются; уровни рассольных наддиапировых озёр понижены относительно уровня океана и подвержены колебаниям. Сходными являются и минерало-геохимические и гидрохимические черты. В толщах встречаются как обычные, наиболее характерные минералы (галит, доломит и др.), так и более редкие – сера самородная, бораты, сероводород, производные углеводородов и др.

Ещё одно сходство двух структур – проявление соляной тектоники. Наличие в зоне соляных куполов, осложнённых разрывными нарушениями, способствует тому, что из подсолёвого комплекса углеводороды могут мигрировать в верхние части. Совокупность разрывных нарушений и миграции флюидов приводит к образованию тектонически экранированных ловушек. Залежь разбивается на приподнятые и опущенные блоки, которые контролируют распределение нефти и газа. В юго-западной части Прикаспийской впадины в надсолёвых отложениях такие залежи являются наиболее распространёнными [2]. Соляная тектоника – важная часть в образовании разрывных нарушений, которые, в свою очередь, являются важным каналом для перетока флюидов и образования нефтегазовых залежей.

Поиски нефтегазолокализирующих структур в осадочных бассейнах – важная проблема, особенно для подсолёвых комплексов. Большие глубины залегания таких отложений и мощные толщи непроницаемой соли осложняют бурение. Но, несмотря на это, о солях можно говорить как о различно компетентных породах: с одной стороны соли не сжимаемы, а с другой – пластичны. Соленосные толщи – великолепный экран для формирования месторождений нефти и газа, а их нефтегазовый потенциал безграничен.

#### Литература

1. Беленицкая Г.А. Мёртвое море – очаг рассольно-соляной разгрузки недр (геология, происхождение, мифы). – СПб.: Изд-во СПбГУ, 2013. – 112 с.
2. Колягин С.М. Роль разрывных нарушений в формировании скоплений нефти и газа в надсолёвых отложениях юго-западной части Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа, 2005. – №5. – С. 147 – 151.
3. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция. – М.: Научный мир, 2004. – 526 с.
4. Русский В.И. Нефтегазоносные провинции России и зарубежных стран. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. – 514 с.

### СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ

О.В. Яковенко

Научные руководители Д.В. Воробьев<sup>1</sup>, доцент В.П. Меркулов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе представлен комплексный подход в составлении прогноза зон развития коллекторов доюрских отложений, включающий анализ особенностей формирования месторождений. Были проанализированы данные керны по скважинам, вскрывшим доюрские отложения, проведен расчет и анализ сейсмических атрибутов, получен тренд для распределения коллектора, использованный при построении трехмерной цифровой геологической модели.

В настоящее время ресурсная база традиционных объектов Западной Сибири в значительной мере исчерпана и возрастает необходимость поиска и разведки новых зон нефтегазоаккумуляции на уже изученных территориях и в новых стратиграфических уровнях. По ряду скважин, вскрывших доюрские отложения, получены значительные притоки нефти, что делает доюрский комплекс пород перспективным в плане поиска залежей углеводородов. В административном плане участок исследования расположен в Парабельском районе Томской области, в тектоническом отношении – в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины. На западе район исследования захватывает восточную часть Нюрольской мегавпадины, на востоке – юго-западную часть Пудинского мезоподнятия.

В юго-восточных районах Западной-Сибири на поверхность доюрского основания выходят ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные, пермские отложения и вулканогенные раннетриасовые образования. Наибольший интерес представляют девонские и каменноугольные отложения, к которым приурочена большая часть открытых палеозойских месторождений нефти и газа. Резервуарами для залежей углеводородов в палеозойских образованиях, как правило, являются массивные органогенные и доломитизированные известняки девона (горизонт М<sub>1</sub>) и кремнисто-глинистые отложения карбона (горизонт М), коллекторские свойства которых определяются интенсивностью вторичной переработки.

Девонские отложения на исследуемой территории разнообразны по фациальному составу. В отложениях девона выделено два типа разреза. Первый из них характерен для рифогенно-аккумулятивных условий формирования осадков и встречается на западе Нюрольской впадины, второй – для бассейновых и встречается в восточной части, где и расположен исследуемый участок. В разрезе депрессионного (бассейнового) типа отложений выделяют лесную свиту, мирную толщу, чузикскую свиту и чагинскую свиту. Значительную роль играют глинистые породы, свидетельствующие об относительно более глубоководных (или более спокойных) обстановках осадконакопления, чем на карбонатных платформах при рифогенном типе разреза.

Каменноугольные отложения на территории исследования представлены в основном морскими отложениями, в разрезе которых выделяют кехорегскую свиту (сложенную в основном кремнистыми аргиллитами, мергелями и сланцами), табаганскую толщу (сложенную известняками и кремнистыми аргиллитами) и средневазюганскую толщу (сложенную темно-серыми известковистыми аргиллитами). По результатам анализов кернового материала установлено несогласное залегание отложений карбона и девона.

Известняки на юго-востоке Западной Сибири получили достаточно широкое распространение, в то же время далеко не каждый карбонатный массив обладает коллекторскими свойствами и содержит залежи углеводородов. На основе скважин, вскрывших доюрские отложения, рядом исследователей (Конторович В.А. и др.) были выделены критерии нефтегазоносности для коренного палеозоя и коры выветривания. На исследуемом участке кора выветривания представлена глинисто-кремнистыми породами, сформированными за счет разрушения и дезинтеграции силикатсодержащих пород, образовавшихся в бассейновых условиях. В результате процессов выветривания они приобрели коллекторские свойства, и, чем интенсивнее проявлялись процессы выветривания, тем лучше выражены в породах коллекторские свойства. Чем больше мощность коры выветривания, разбитой по силикатсодержащим породам, в первую очередь, кремнистым известнякам, тем выше перспективы формирования в них коллекторов и, как следствие, залежей углеводородов. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности коренного палеозоя могут являться кремнистые известняки, перекрытые кремнисто-глинистой корой выветривания, содержащей залежи углеводородов.

Рассмотрим процесс формирования доюрского складчатого комплекса юго-восточной части Нюрольской впадины. На 1-м этапе, ориентировочно в начале позднего силура, происходит дифференциация морского дна, идет формирование двух типов разреза: рифогенно-аккумулятивного и бассейнового. Далее уровень моря резко снижается, в результате чего происходит перерыв в осадконакоплении. Затем начинает проявляться тектоническая активность, вследствие чего палеозойские отложения сминаются в складки и разбиваются на блоки, часть из которых испытывает воздымание. Возможно, тектоническая активность связана с процессом формирования герцинской складчатости. Следующим этапом, является регрессивный эпигенез, окремнение, выщелачивание приподнятых блоков и, как следствие, формирование коры выветривания.

В ходе анализа сейсмических атрибутов, были найдены корреляционные связи между рассчитанными атрибутами и значениями эффективной толщины по скважинам, коэффициенты корреляции варьируют от 0,69 до 0,74 (рис.). В результате был получен тренд распространения эффективных толщин в пределах исследуемого месторождения, который затем использовался при построении трехмерной геологической модели.

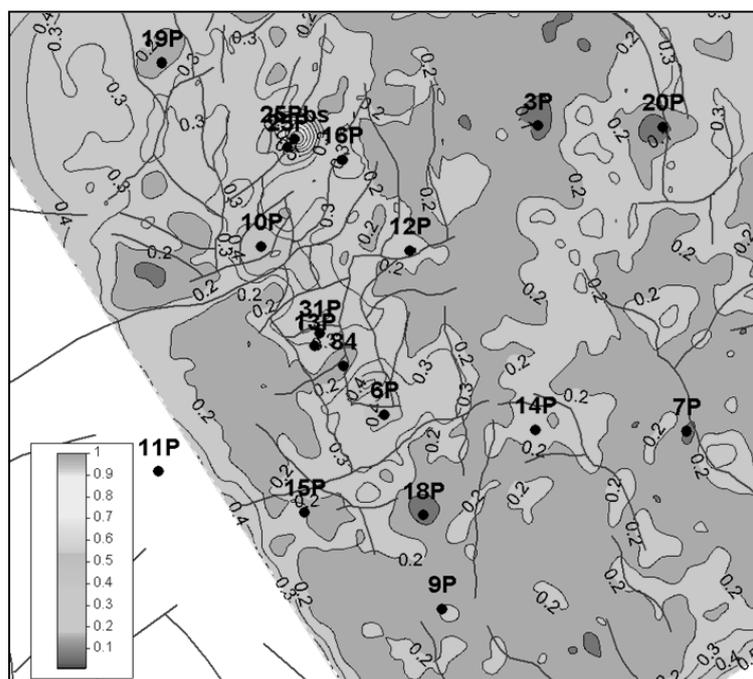


Рис. Тренд распространения коллектора

При построении структурного каркаса модели использовалась методика нарезания слоев «снизу-вверх», отличная от общепринятой методики конформного построения методом прибавления толщин от сейсмического отражающего горизонта. В скважинах с наличием палеонтологических данных была отбита граница между каменноугольными и девонскими отложениями, на основе этих отбивок была построена структурная карта, которая легла в основу при построении структурного каркаса в 3Д модели. Таким образом, был реконструирован пласт каменноугольного возраста до его денудации. Затем была построена поверхность отражающего сейсмического горизонта  $\Phi_2$ , скорректированная на скважинные отбивки, которая отсекала

денудированную часть разреза. Тем самым был осуществлен процесс восстановления структурного каркаса доюрских отложений.

Складчатый комплекс доюрских отложений слабо изучен. Он характеризуется сложным геологическим строением, представлен разновозрастными отложениями полифациального состава, перспективен в нефтегазоносном отношении. Все эти факторы делают процесс прогноза зон развития коллекторов доюрского комплекса более сложным, по сравнению прогнозированием коллекторов в верхнеюрских отложениях, и, безусловно, требуют индивидуального подхода и особого внимания к их изучению. Проведенный анализ сейсмических атрибутов позволил скорректировать распределение коллекторов при построении геологической модели. В основу построенного структурного каркаса трехмерной геологической модели легла методика нарезания слоев «снизу-вверх», с использованием данных палеонтологических исследований керн. Построенная модель позволила уточнить геометрию распространения коллекторов в пространстве и планировать бурение с учетом имеющихся геологических рисков.

#### Литература

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / Ред. А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
2. Ежова А.В. Состав, условия накопления и геофизическая характеристика брекчий Нюрольского осадочного бассейна (Томская Область) // Известия Томского политехнического университета, 2011. – Т. 1. – С. 95 – 101.
3. Исаев Г.Д. Кораллы, биостратиграфия и геологические модели палеозоя Западной Сибири. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2007. – 247 с.
4. Ковешников А.Е., Недолишко Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской синеклизы // Известия Томского политехнического университета, 2012. – Т.1. – С. 77 – 81.

### ВЛИЯНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ КЕРНА НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ ИЗ СКВАЖИН КАЗАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**А.В. Янышевский, А.В. Ежова**

Научный руководитель доцент А.В. Ежова

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

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области Российской Федерации. В тектоническом отношении относится к локальным поднятиям, осложняющим северо-западную часть Калгачского мезовыступа. В геологическом отношении месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Изученные пласты входят в состав надугольной толщи васюганской свиты (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2б</sup>) сложены песчаниками мелко- и среднезернистыми с глинистым или карбонатным цементом, в составе которого отмечаются аутигенные кальцит и сидерит [1], в разной степени пористыми, иногда нефтенасыщенными.

Для исследования брались образцы из трех скважин: 14, 16 (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), 673 (Ю<sub>1</sub><sup>2б</sup>) Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

Подготовка коллекции для исследований проводилась по следующей схеме: с одной и той же глубины из керновой колонки были выпилены 3 партии цилиндров диаметром 30 см, длиной 45 см. Из первой партии цилиндров были срезаны торцы, которые были пропитаны окрашенной смолой в вакууме, а затем из них были изготовлены шлифы. В цилиндрах определялись открытая пористость и проницаемость по общепринятой методике [2]. Вторая партия цилиндров была помещена в сосуд с 12 % раствором соляной кислоты на 1,5 часа. Затем образцы промывались водой, в них срезались торцы, из которых по той же методике изготавливались шлифы, а в цилиндрах определялись фильтрационно-емкостные свойства. Третья партия цилиндров подвергалась глинокислотной обработке. Глинокислотной называется смесь соляной (8 %) и плавиковой (3 %) кислот. Под действием глинокислоты образцы находились в течение 5 минут, при этом наблюдалась бурная реакция растворения, раствор окрашивался в бурый цвет. После этого образцы промывались водой, срезались торцы, из которых также изготавливались шлифы, а в цилиндрах определялись пористость и проницаемость. Таким образом, были получены результаты определения фильтрационно-емкостных свойств пород в 42 цилиндрах и 42 «прокрашенных» шлифах из образцов исходных (14), после солянокислотной (14) и глинокислотной (14) обработок. Далее проводился количественный петрографический анализ пород в шлифах (до и после воздействия кислотной обработки), по методике О.А. Черникова [3].

Полученные после солянокислотной и глинокислотной обработки результаты сравнивались с данными исходных образцов в виде серии графиков, где соответствующие диаграммы показаны разными цветами.

При изучении минералогического состава установлено, что содержание *полевых шпатов* (рис. 1) в песчаниках после обработки кислотами заметно отличается от исходных. А вот с кварцем была получена обратная ситуация: содержание *кварца* в образцах после обработки кислотами практически не отличается от исходных. Кварц не растворяется в соляной кислоте, а реакция кварца с плавиковой кислотой, которая входит в состав глинокислоты, протекает очень медленно.

В наибольшей степени изменения после кислотных обработок наблюдаются в цементе пород (рис. 2). По сравнению с исходными образцами, содержание глинистого *цемента* уменьшается при реакции, как с соляной кислотой, так и с глинокислотой, при значительно большем воздействии с последней. Именно быстрая