

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ СТРУКТУРНОЙ ГЕОЛОГИИ ДЛЯ ПРОСЛЕЖИВАНИЯ
ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ 3D-СЕЙСМИКИ**

Новак М.В., Шакиров Е.М.

Научный руководитель - инженер-исследователь А.А. Волкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье рассматривается степень влияния дизъюнктивных дислокаций на геологическое строение палеозойских отложений в условиях Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.

На данный момент нефтяная отрасль переживает трудный этап, связанный с целым рядом серьезных проблем. К их числу можно отнести истощение месторождений, сокращение числа открытий новых месторождений и неэффективные методы добычи, обусловленные отсутствием современных инновационных технологий.

Открываемые месторождения менее крупные. Ситуация усложняется в связи с новыми горно-геологическими условиями: неструктурные ловушки, тяжелые и вязкие нефти и т.д. Для решения данной проблемы необходимо применение новых технологий и инновационных подходов.

В настоящее время все больше открывается месторождений, в которых преобладают сложные неантиклинальные ловушки углеводородов, генезис которых связан с развитием в нефтегазоносных комплексах дизъюнктивных нарушений, образующих депрессионные зоны в плотных породах фундамента [1].

Разломы способствуют формированию литолого-стратиграфических ловушек углеводородов и влияют на распределение емкостных свойств природных резервуаров. Также дизъюнктивные дислокации обладают экранирующей и проводящей ролью, влияют на степень напряженности геологического разреза и образование зон аномального пластового давления.

Таким образом, изучение дизъюнктивов в геологических разрезах является важным этапом при создании геологической модели, что становится необходимым условием для успешной разведки, прогнозирования нефтяных запасов, проектирования бурения скважин и их последующей эксплуатации. Исходя из всего выше сказанного, целью работы является выяснение геологического строения фундамента Арчинского месторождения с учетом особенностей расположения дизъюнктивных дислокаций.

В административном положении Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение располагается на юго-западе Томской области в Парабельском районе, согласно принятому нефтегазогеологическому районированию, относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Оно входит в группу Урмано-Арчинских месторождений и находится в разработке с 1985 года [3].

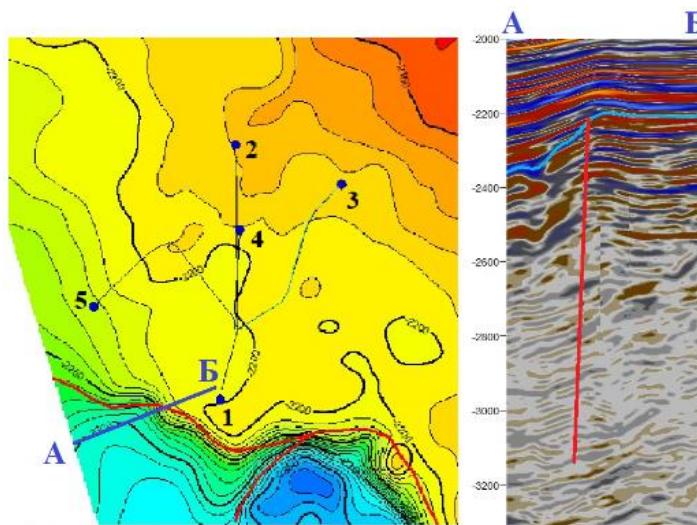


Рис. 1 Расположение скважин относительно разлома

С геологической точки зрения территория Арчинского месторождения является южной частью синклинальной складки третьего порядка, которая входит в состав Нижнетабаганской синклинальной складки второго порядка. Месторождение приурочено к Арчинскому поднятию, околуренному разноамплитудными разломами. Информация по месторождению представлена литологическими данными и данными имиджеров FMI 5 скважин (рис. 1).

В южной части Арчинского месторождения был выделен сейсмический разрез (рис. 1), на котором отображен один основной дизъюнктив, распространяющийся с запада на юго-восток. Угол падения сместителя данного дизъюнктива равен 80-90°, что относит его к классу вертикальных или субвертикальных. По кинематике разлом представляет собой согласные сбросо-взбросы. Амплитуда вертикального смещения, определенная по сейсмическому разрезу, составляет около 14-16 м. Горизонтальное смещение имеет амплитуду 7-10 м. Вблизи данного разлома пробурены скважины, по которым и проводились исследования.

Если рассматривать ориентацию трещин в палеозойских отложениях, вскрытых скважинами 1, 2, 3, 4 и 5 (рис. 2), то можно установить, что в большинстве случаев направления простирания трещин одинаковые, и азимут простирания преимущественно составляет 0° север – 180° юг.

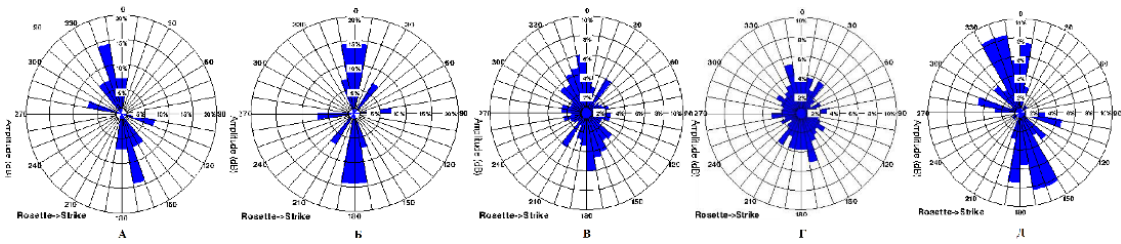


Рис. 2 Стереограмма азимутов простирания проводящих трещин. Скважины: А – скв. 1; Б – скв. 2; В – скв. 3; Г – скв. 4; Д – скв. 5

По данным тех скважин (рис. 3), в которых проводилось определение направления горизонтального стресса (скв. 1, 2, 5) наблюдается общий тренд направления максимального горизонтального стресса, который составляет 160° юго-восток – 340° северо-запад. По мере приближения к разлому проявляется также ещё одна составляющая вторичного горизонтального стресса, имеющая перпендикулярное направление и меньшую величину.

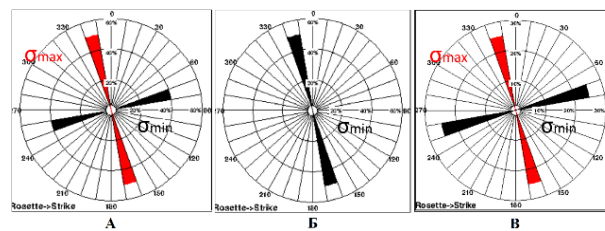


Рис. 3 Направления азимутов простирания горизонтального стресса. Скважины: А – скв. 1; Б – скв. 2; В – скв. 5

При сопоставлении результатов расчетов трещиноватости и горизонтального стресса можно сделать вывод, что трещины в исследуемых отложениях образуются параллельно направлению максимального горизонтального напряжения.

Также были посчитаны атрибуты на трещиноватость, рассчитанные по поверхности палеозойских отложений. При анализе ключевых атрибутов, описанных в [2], в качестве наиболее подходящего был выбран «Extract Value Ant-tracking Curve Max» (рис. 4), отображающий на плане извлечённое значение кривизны максимальной амплитуды.

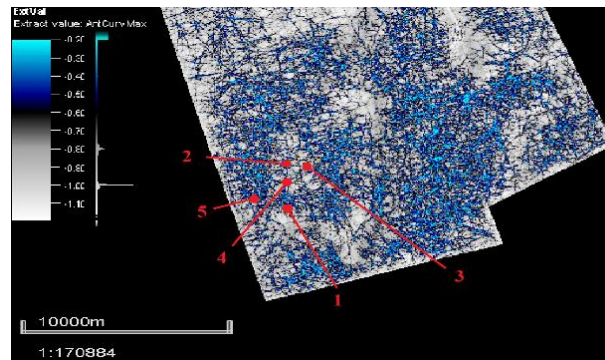


Рис. 4 Атрибут «Extract Value Ant-tracking Curve Max»

Исходя из плотности распределения «Extract Value Ant-tracking Curve Max», можно сделать вывод, что скважины 2, 3 и 4 пробурены в области пониженной трещиноватости, при этом скв. 4 находится в наименее трещиноватой зоне. В свою очередь, скв. 5 располагается в зоне наибольшей трещиноватости (по сравнению с другими), что может быть обусловлено относительно близким расположением к разлому. Величина, рассчитанная с помощью атрибутов, согласуется с данными трещиноватости FMI (см. рис. 2).

В качестве заключения можно сказать, что характерной особенностью геологического строения фундамента Арчинского месторождения является плотная система тектонических трещин и дизъюнктивных нарушений. Это необходимо учитывать при последующей разработке коллекторов фундамента, поскольку от этих сведений зависит проницаемость горной породы, направление флюидопотока и направление бурения глубоких наклонно-направленных скважин.

На территории Западной Сибири и в Томской области, в частности, существует большое количество залежей в палеозойских отложениях. Таким образом, на примере Арчинского месторождения существует возможность выработать подход, который впоследствии может быть применен при разработке залежей углеводородов, приуроченных к отложениям фундамента на территории всей Западно-Сибирской плиты.

Литература

1. Муслимов Р.Х. О новой парадигме развития нефтегазового комплекса России, предложенной академиком А.Э. Конторовичем // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция», 2020. – № 3 (23). – С. 1 – 36.
2. Оценка тектонической трещиноватости по данным разномасштабных геофизических исследований / Д.К. Нурғалиев, И.И. Нугманов, Е.В. Нугманова и др. // Нефтяное хозяйство. Геология и геологоразведочные работы, 2016. – С. 2 – 7.
3. Техническая библиотека [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142226-archinskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie-ngkm/>, свободный – (14.02.2021)
4. .02.2021)

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ
СЛАНЦЕВЫХ ПОРОД (ДОМАНИКОВ И БАЖЕНИТОВ)**

Нойкин М.В.

Научный руководитель - профессор В.П. Морозов
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Постоянная забота о приросте или восполнении запасов нефти требует выявления новых, в т.ч. и нетрадиционных объектов для поисков, разведки и добычи углеводородного сырья. В число таких объектов входят богатые органическим веществом породы доманиковых и баженовских толщ. Доманикиты и баженинты – высокобитуминозные кремнисто-глинисто-карбонатные толщи морского генезиса [5]. Породы доманика и бажена также являются нефтематеринскими, т.е. рождающими в процессе литогенетической эволюции углеводороды, способные к миграции и аккумуляции [1].

Целью настоящего исследования является сравнительная характеристика карбонатно-кремнистых доманиковых и баженовских отложений на основе их минералого-литологического изучения. В задачи исследования входило минералогическое и литологическое изучение кернового материала доманикитов и баженинтов, а также реконструкция палеотемпературного режима и условий образования.

В ходе исследований изучено порядка 50 образцов карбонатно-кремнистых пород доманика и бажена. В процессе работы было проведено макроскопическое описание образцов пород и оптико-микроскопическое изучение шлифов. Все образцы подверглись рентгенографическому и химическому исследованиям. Далее был проведен термобарогеохимический анализ для установления температуры гомогенизации газовой-жидких включений во вторичных минералах доманиковых и баженовских толщ. Исследования органического вещества проводились с помощью двух методов: синхронного термического анализа и метода Rock Eval.

По результатам рентгенографического анализа и по макроскопическим признакам исследуемые образцы пород доманика были разделены на 3 литотипа: карбонатные породы (практически целиком состоящие из кальцита), карбонатно-кремнистые породы и карбонатные брекчии (с ярко выраженной брекчевидной структурой), а породы бажена на 2 литотипа: карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные (различие обусловлено соотношением кремнистой и карбонатной составляющей и цветом пород). Главными минералами являются кальцит и кварц, которые встречаются во всех образцах.

По данным синхронного термического анализа было установлено, что органическое вещество содержится во всех образцах, а различное отношение лёгких углеводородов (ЛУВ) к тяжёлым углеводородам (ТУВ) и керогена в доманикитах и баженинтах обусловлено различной степенью зрелости и интенсивности постседиментационных изменений. Это было подтверждено с помощью исследований методом Rock Eval и также был определён тип керогена в образцах. На основе химического анализа были составлены матрицы корреляций по макро- и микроэлементам.

Исходя из результатов исследований, можно отметить следующее:

1. Породы доманика и бажена имеют близкий минеральный состав (кальцит, кварц, доломит), но глинистые минералы встречаются только в породах баженовской свиты.
2. Доманикиты и баженинты обладают скрытозернистой структурой, однородной или горизонтально-слоистой текстурой. Слоистость обусловлена наличием карбонатных слоек и линзочек. В породах встречаются редкие органические остатки: радиолярии, остракоды (рис., фото а).
3. Содержание органического вещества в исследуемых образцах варьируется от 3,2% до 33%. По средним значениям породы доманика (13,6%) наиболее обогащены органическим веществом (ОВ), чем породы бажена (6,8%), стоит отметить, что содержание ОВ в породах, в которых преобладает кремнистая составляющая выше. Кероген, встречающийся в доманикитах и баженинтах в основном смешанного типа, но для первого случая более характерным является I тип, а для второго – I-II и даже III тип;
4. Палеотемпература гомогенизации газовой-жидких включений во вторичном кальците в породах доманика равна 113°C, а в породах баженовской свиты 178°C (рис., фото б), что свидетельствует о более высокой степени катагенетических преобразований и подтверждается литературными данными [3];
5. На основе анализа корреляционных зависимостей стоит отметить повышенное содержание биофильных элементов в доманикитах и баженинтах с наибольшим количеством органического вещества (таблица). Высокая корреляционная зависимость SiO_2 с Na_2O , V_2O_5 , NiO , CuO , ZnO указывает на синхронный аутигенный генезис этих компонент [2]. Также этот факт объясняет то, почему органическое вещество содержится именно в темных карбонатно-кремнистых породах с преобладанием кремнистой составляющей.