

программных продуктах на сегодняшний день отсутствует возможность создания единого одного куба пористости: для работы с моделью требуется задание двух кубов, отдельно для трещин и пор.

#### **Выводы**

Данная работа посвящена актуальной проблеме разработки нефтегазовых месторождений, связанной со строением коллекторов, а именно – их трещиноватостью. Ввиду неопределенности, связанной, как с параметрами, так и распространением трещин, моделирование двойной пористости требует наличие большого объема проведенных исследований по керновому материалу, имиджерами, ГИС и ГДИС. На основе полученных данных строится модель двойной пористости, которая заключается в разделении на пористую и трещиноватую среды с учетом перетока между ними. В дальнейшем, изучение данного вопроса требует большего опора на практическую базу с приведением конкретных расчетов и построениями моделей.

#### **Литература**

1. Аманат Чодри. Гидродинамические исследования нефтяных скважин / Перевод с английского. – М: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 687 с.
2. Дуркин С.М. Математическая модель скважины, дренирующей трещиновато-пористый коллектор. – Ухта: Изд-во Ухтинского гос. тех. ун-та, 2014. – 151 с.
3. Черепанов С.С. Исследование и совершенствование методов оценки трещиноватости карбонатных коллекторов. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2016. – 111 с.
4. Алексеев А. Курс на карбонаты [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2017-february/1117271/> (дата обращения 22.05.2020).
5. Лугуманов Т.Т. К моделированию коллекторов с двойной пористостью [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://rca.spe.org/files/8615/4383/5021/191740\\_RU.pdf](http://rca.spe.org/files/8615/4383/5021/191740_RU.pdf) (дата обращения 22.05.2020).

### **ПРОГНОЗ РЕЗЕРВУАРОВ В МАГМАТИЧЕСКИХ ПОРОДАХ ДОЮРСКОГО ВОЗРАСТА НА ПРИМЕРЕ АЛЕКСАНДРОВСКОГО МЕГАВАЛА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**Горелова Е.И.**

Научный руководитель - доцент С.В. Зимина

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

Томская область – один из нефтедобывающих районов Западной Сибири. Перспективной для поисков нефти и газа является территория, составляющая 72% от общей площади Томской области, на которой уже выявлено несколько крупных месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки. Остались малопродуктивные месторождения с запасами углеводородов менее 1 млн. т, освоение которых в настоящее время считается нерентабельным.

Тенденция в снижении финансирования и соответствующего объема геологоразведочных работ по Томской области приводит к закономерному уменьшению прироста запасов углеводородного сырья. В этом случае на месторождениях с развитой инфраструктурой имеет смысл использовать два направления исследований: во-первых, на основе уже известных данных и инновационных методов интерпретаций выявлять ранее пропущенные нефтегазонасыщенные залежи и, во-вторых, изучать нижележащие горизонты литосферы [4].

Особенно актуально изучение пород фундамента, как самостоятельного объекта поисковых работ на нефть и газ. В этом направлении по Томской области компанией ООО «Газпром-нефть» уже ведутся работы по проекту «Палеозой». Перспективы нефтегазонасыщенности фундамента постоянно подтверждаются открытыми скоплениями углеводородов [1].

В работе приводятся результаты изучения научной литературы по резервуарам в магматических породах доюрского возраста Чебачьего месторождения Александровского мегавала (Томская область). В геологическом строении рассматриваемой территории принимают участие породы палеозойского фундамента и перекрывающая их толща мезозой-кайнозойских осадков.

Чебачья структура рассматривается как свод с размерами 8 x 4 км и амплитудой 100 м. В пределах свода отмечено резкое сокращение мощности юрских отложений относительно соседних участков. Чебачье поднятие имеет довольно сложное тектоническое строение. На восточном крыле между юрскими и палеозойскими образованиями наблюдается резкое угловое несогласие [2].

Для анализа строения Чебачьей площади построена структурная карта по отражающему горизонту П<sup>а</sup> (подшва баженовской свиты) и по кровле горизонта Ю<sub>1</sub> Чебачьей площади (рис. 1).

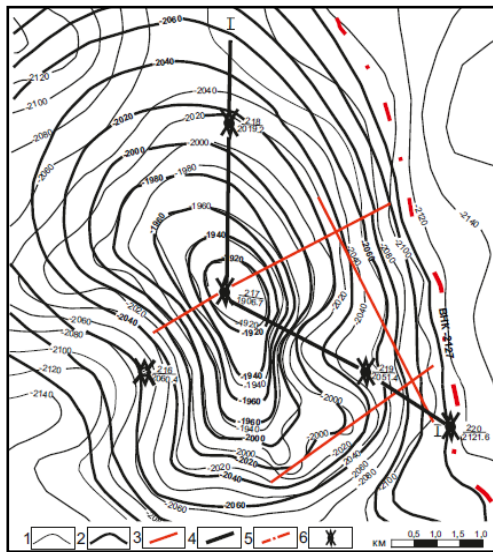
В скважине № 218, пробуренной в северной периклинальной части структуры, палеозойские образования вскрыты в интервале 2131-2158 м (а.о. -2072,17 – -2095,17 м) и представлены интенсивно выветрелыми гранитами. Получен фонтан нефти 2 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере. На больших штуцерах режим работы скважин пульсирующий. После 205 часов фонтанирования в скважине № 218 установился уровень нефти на глубине 174,5 м.

Скважина № 219 вскрыла доюрский разрез в интервале 2201-2235 м (а.о. -2139,4 – -2181,4 м) сложенный плагиоклазовыми гранитами.

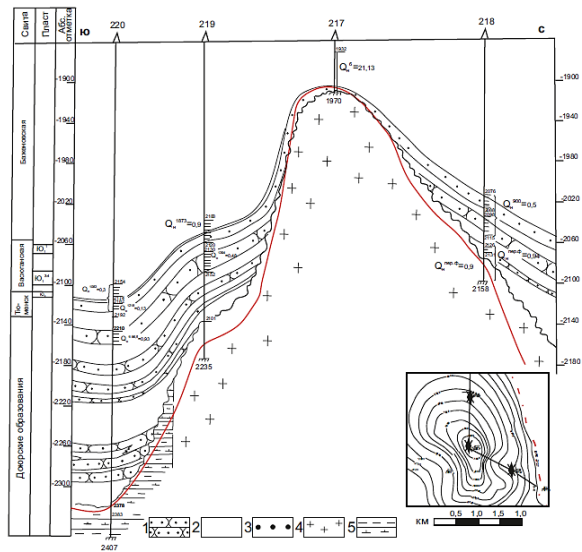
В скважине № 220, пробуренной на восточном погружении структуры, доюрские образования вскрыты в интервале 2379-2407 м (а.о. -2316,6 – -2344,6 м), сложенные эффузивно-осадочными породами.

При испытании скважин № 219 и № 220 притоков пластового флюида из палеозойских образований не получено.

Открытая пористость выветрелых гранитов из интервала 2138,7-2143,7 м в скважине № 218 по лабораторным данным составляет 7,2%, а неметаморфизованных гранитов в интервале 2231,1-2232,6 м в скважине № 219 – снижается до 0,39-0,91% [3].



**Рис. 1 Структурная карта по отражающему горизонту II<sup>а</sup> (подошва баженовской свиты) и по кровле горизонта Ю<sub>1</sub> Чебачьей площади:**  
 1 – изогипсы отражающего горизонта II<sup>а</sup> (с/п № 2,13/80-81, Камышина Л.И.); 2 – изогипсы по данным бурения; 3 – разрывные нарушения; 4 – линии разреза; 5 – ВНК; 6 – скважины



**Рис. 2 Геологический профиль по линии I-I:**  
 1 – алевролиты; 2 – аргиллиты; 3 – битуминозность; 4 – граниты; 5 – кварц-карбонат-хлоритовый сланец

Рассматриваемые скважины ликвидированы по первой категории, пункт «а», как выполнившие свое геологическое назначение.

На основании анализа структурной карты можно сделать следующие предварительные выводы:

- глубинный разлом, имеющий простирание с юго-запада на северо-восток, возможно, является подводящим каналом флюидомиграции;
- источником полученного фонтана нефти из скважины №218, через которую проходит разлом, могут быть палеозойские отложения.

Следующим этапом исследований является переинтерпретация данных геолого-геофизических исследований пробуренных скважин.

#### Литература

1. Шарф И.В. Анализ результативности деятельности нефтедобывающих компаний на примере Томской области // Экономика региона, 2012. – № 3. – С. 189 – 196.
2. «Газпромнефть-Восток» открыл палеозойскую залежь в Томской области [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.riatomsk.ru/article/20200206/neftj-paleozoj-zalezhi/>
3. Линдт А.Ю. Палеофациальные предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений юго-восточного склона Александровского мегавала (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2015. – Т. 326. – № 9. – С. 6 – 14.
4. Трушкин В.В. Перспективы палеозойских гранитных образований Томской области на примере Трайгородско-Кондаковского месторождения нефти // Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сборник научных трудов открытой научной конференции, Томск, 6, 21 июня 2018 г. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. – С. 90 – 110.