**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ТРЕХМЕРНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПАЛЕОЗОЙСКОГО
ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

DEVELOPMENT OF THE METHODOLOGY OF 3D GEOLOGICAL MODELING
FOR THE RESERVOIRS OF THE PALEOZOIC BASEMENT OF WEST SIBERIA

А. И. Цепляева

A. I. Tseplyaeva

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: геологическая модель; палеозойский фундамент; трещиноватость;
нефтегазоносность; двойная пористость*

Key words: geological model; paleozoic basement; fracture; oil and gas potential; dual porosity

В настоящее время месторождения нефти и газа в породах фундамента открыты почти на всех континентах и в акватории Мирового океана. На сегодняшний день известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсата в фундаменте в 54 нефтегазоносных бассейнах мира [1].

В образованиях доюрского комплекса Западной Сибири, включающего палеозойский фундамент (PZ) и отложения триаса на контакте с чехлом, выявлено более 50 месторождений углеводородов [2]. По последним данным [3] общее количество поисково-разведочных скважин, вскрывших доюрские отложения на территории ХМАО — Югры, составляет более 3 100. Большинство скважин вскрыли кровельную часть доюрского комплекса на глубину до 100 м (2 678 скважин), более 100 м — порядка 450 скважин. Доюрский разрез на глубину более 1 км изучен недоста-

точно (21 скважина), что говорит о нехватке информации и необходимости дальнейшего изучения.

Породы палеозойского фундамента Западной Сибири характеризуются высокой степенью тектонической дислоцированности. Доюрское основание на изучаемой площади [4] представлено метаморфизованными породами палеозойского возраста, в основном кристаллическими сланцами (гранат-амфиболовыми, амфиболовыми, амфибол-биотитовыми, биотит-кварц-полевошпатовыми, двуслюдяными, кварц-полевошпатовыми, хлоритовыми) и амфиболитами. Среди них наблюдаются локальные участки, сложенные гнейсами (слюдяными, кварц-полевошпатовыми, реже роговообманковыми). В такой среде матрица породы в большинстве случаев отличается низкими фильтрационно-емкостными свойствами, и перспективы извлечения углеводородов часто определяются наличием трещиноватости [5]. Кроме того, многие коллекторы обладают двойной пористостью [6]. Палеозойский фундамент представляет собой сложный объект, требующий нестандартного подхода при трехмерном геологическом моделировании.

Создание постоянно действующей геолого-гидродинамической модели как основы проектирования разработки объекта связано с определенными трудностями. Объект слабо изучен, недостаточно информации о распределении трещиноватых интервалов, также отсутствует надежная методика моделирования. Поэтому при создании геологической модели пород палеозойского фундамента за основу были взяты исследования, проведенные для объектов со схожим геологическим строением [7–13], результаты обобщения геолого-геофизической информации о группе соседних месторождений, включая данные FMI компании Schlumberger, тематические работы В. А. Ефимова по петрофизической интерпретации материалов ГИС, а также материалы 3D-сейсморазведки.

При ограниченном количестве исходных данных по трещиноватости актуальную информацию о характере распределения высокопроницаемых участков продуктивных пластов по площади можно получить на основе совместного использования данных 3D-сейсморазведки (динамический и структурно-кинематический анализ) и результатов проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на установившихся (ИД) и неустановившихся (КВД, КПД) режимах фильтрации [8, 14]. Результаты проведенных промыслово-геофизических исследований по оценке работы объекта в 5 скважинах показали, что работающие толщины объекта PZ в два раза выше, чем принятые как нефтенасыщенные при первоначальном подсчете запасов. Исходя из результатов интерпретации материалов атрибутного анализа 3D-сейсморазведки, предложена концептуальная модель распределения трещиноватых интервалов, которая подробно описывается в работе [2]. Кроме этого, было выделено 3 системы предполагаемых разломов (Юг — Север; Северо-Восток, Юго-Запад; Северо-Запад, Юго-Восток) и потенциальные зоны наличия разрывных нарушений, которые ассоциируются с высокой интенсивностью трещиноватости (рис. 1).

Обработка индикаторных диаграмм (ИД) и кривых восстановления давления (КВД) на основе модели «двойной среды» позволяет оценить основные параметры трещинных систем (относительную емкость, раскрытость и проницаемость), а также степень взаимодействия блоковой (матричной) и трещинной составляющих пустотного пространства [15]. При всех достоинствах описанного подхода, его применение в случае рассматриваемых залежей сталкивается со значительными трудностями, связанными с небольшим объемом и низкой информативностью данных ГДИ скважин, вскрывших доюрские отложения. В качестве альтернативного способа оценки фильтрационных параметров прискважинной и удаленных зон продуктивных пластов в отечественной и зарубежной практике широко применяется анализ режимов и технологических параметров гидроразрыва пласта (ГРП), проведение которого на данный момент остается основным способом разработки палеозойских залежей.

Рис. 1. Структурная карта по кровле палеозойского фундамента и выделенные зоны повышенной трещиноватости по материалам 3D-сейсморазведки

Одним из важных этапов, предваряющих осуществление полноценного гидро-разрыва пласта, является проведение стресс-тестов, или мини-ГРП («mini-Frac»), с целью получения дополнительной информации о физико-механических свойствах целевых объектов. В набор итоговых параметров обычно входят значения давления разрыва (Fracture Pressure), а также мгновенного (Instantaneous Shut-In Pressure) и конечного (Fracture Closure Pressure) давлений закрытия трещины, величина последнего из которых для рассматриваемого объекта изменяется в пределах от 20 до 35 МПа. Подобное изменение давления позволяет предположить величину минимального горизонтального (тектонического) напряжения (S_h). Использование метода PCA (Pre-Closure Analysis — «анализ до закрытия трещины») дает возможность определения геометрии, преимущественной плоскости (субвертикальной или субгоризонтальной) и характера распространения трещины, находящихся в прямой зависимости от анизотропии текущего поля напряжений и соотношения между его горизонтальной и вертикальной компонентами. Высокие значения максимального горизонтального напряжения (S_H), составляющие от 60 до 80 % от величины вертикального давления (S_v), достигающего 80 МПа при расчете на кровлю объекта PZ, характеризуют условия, достаточные для поддержания крупных трещин в раскрытом состоянии.

Так как вертикальное давление больше горизонтального, основная масса открытых трещин имеет субвертикальное направление. При бурении скважины за границу вертикальной разломной зоны, шанс получения притока резко падает.

Принимая во внимание указанные ранее особенности, геологическое моделирование проводилось в программном комплексе Petrel. При построении структурных поверхностей объекта PZ, состоящего из отложений KB и собственно PZ отложений, были учтены данные по поисково-разведочным и добывающим скважинам. При моделировании использованы изохроны ОГА. Структурный каркас объекта KB+PZ построен с размерностью сетки 50 x 50 м. Разбиение объекта PZ на слои осуществлялось параллельно кровле.

После осреднения скважинных данных на грид строился куб литологии. Куб принимал значения: 0 — неколлектор; 1 — коллектор порового типа; 2 — трещиноватая порода; 3 — коллектор порово-трещинного типа. Перемасштабированные данные распространялись на сетку методом Sequential Indicator Simulation (последовательное индикаторное моделирование). Построение литологии проводилось с учетом двойной среды (рис. 2).

Рис. 2. Разрез по кубу литологии с учетом двойной среды

Далее по прослоям коллекторов распределялись пористость и нефтенасыщенность. Для распределения пористости и нефтенасыщенности применялся инструмент Petrophysical modeling, учитывающий скважинные данные и вариограммы.

Пористость матрицы распространялась в поровом и порово-трещинном коллекторах. Пористость трещин распространялась в порово-трещинном коллекторе и трещиноватых породах. Куб проницаемости коллекторов построен путем пересчета по зависимости, полученной по керну (рис. 3)

$$K_{пр} = 0,0102 \cdot e^{0,3275 \cdot K_p},$$

где в качестве аргумента K_p используется построенный ранее куб пористости.

Рис. 3. Сопоставление пористости и проницаемости образцов горных пород палеозойского фундамента

Куб проницаемости трещин построен согласно формуле Т. Д. Голф-Рахта [16] для систем с хаотичным распределением трещин при принятой густоте трещин 25 на 1 м.

$$K_{пр} = K_{тр.}^3 / 29,6 * A_{г.тр.}^2,$$

где $K_{пр}$ — трещиноватая проницаемость; $K_{тр.}$ — трещиноватая пористость; $A_{г.тр.}$ — густота трещин.

Нефтенасыщенность матрицы распространялась в поровом и порово-трещинном коллекторах инструментом *Petrophysical modeling*, где в качестве исходных данных использовались скважинные данные по коэффициенту нефтенасыщенности и вариограммы.

Нефтенасыщенность трещин распространялась в порово-трещинном коллекторе и трещиноватых породах.

Таким образом, созданная геологическая модель послужила основой гидродинамических расчетов объекта РЗ. При детальном анализе выделенных интервалов трещиноватости в разрезе нескольких скважин выделены участки для дополнительных операций по дострелу и проведению гидроразрыва пласта. Проведенные по рекомендациям мероприятия подтвердили достоверность выполненных геологических модельных представлений о распределении продуктивных интервалов палеозойского фундамента, связанных с трещиноватостью горных пород.

Для коллекторов палеозойского фундамента при геологическом моделировании наиболее актуально применение метода двойной пористости (двойной среды). Созданный подход позволяет уточнить геологическую модель с увеличением геологических запасов на 30 % в коллекторах с природной трещиноватостью.

Предложенная методика позволяет создавать трехмерные геологические модели коллекторов палеозойского фундамента и рекомендуется к использованию для объектов со схожим геологическим строением.

Список литературы

1. Цепляева А. И. Обзор месторождений, открытых в породах фундамента // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы Междунар. науч.-техн. конф. – Т. 1. – Тюмень: ТИУ, 2016. – С. 8–10.
2. Бембель С. Р., Цепляева А. И. Особенности картирования и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений в западной части ХМАО — Югры // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 89–93.
3. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты / А. В. Тугарева [и др.] // Материалы Междунар. науч.-практич. конф. «ГеоСочи — 2017. Нефтегазовая геология и геофизика». – ООО «Издательство Полипресс», 2017. – С. 21–24.
4. Цепляева А. И. Геологическое моделирование пород палеозойского фундамента на примере одного из месторождений Западной Сибири // Материалы V Междунар. конф. молодых ученых и специалистов памяти акад. А. П. Карпинского. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2017. – С. 432–434.
5. Методика моделирования трещиноватых терригенных коллекторов в Западной Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: // www.oilcapital.ru/technologies/2008/01/091102_118283.shtml. / В. Блехман [и др.] // Технологии ТЭК. – 2007.
6. Kolesnik V., Tseplyaeva A. Analysis of reservoir rock with dual porosity, ABSTRACTS East Meets West International Student Petroleum Congress & Career Expo. Krakow, Poland, 2013. – 34 P.
7. Tseplyaeva A. I. Perspectives of oil and gas presence in pre-jurassic sediments on the example of one west siberian deposit // IOP Conference. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – V. 27. – <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012019>.
8. Закревский К. Е., Кундин А. С. Особенности геологического 3D-моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. – М.: ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с.
9. Цепляева А. И. Построение геологической модели объекта, сложенного метаморфическими породами (на примере одного из месторождений Красноленинского свода) // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. XX Междунар. симпозиума им. акад. М. А. Усова. – Т. 1. – Томск: Изд-во Томского политех. ун-та, 2016. – С. 432–434.
10. Цепляева А. И. К вопросу о моделировании трещиноватых коллекторов в Западной Сибири // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Всеросс. с междунар. участием науч.-практич. конф. – Т. 1. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 105–107.
11. Tseplyaeva A. I. 3D Geological modeling of the Paleozoic deposits: Krasnoleninsk arch case // The 8th International Siberian Early Career Geo Scientists Conference: Proceedings of the Conference: Novosibirsk. – 2016. – P. 332–333.
12. Применение комплексного подхода для геологического моделирования трещиноватых коллекторов Западно-Сибирского фундамента (на примере Малоичского месторождения) / О. В. Пинус [и др.] // Геология нефти и газа. – 2006. – № 6. – С. 38–42.
13. Запивалов Н. П., Абросимова О. О., Попов В. В. Геолого-геофизическая модель Малоичского месторождения в палеозое Западной Сибири и особенности его освоения // Геология нефти и газа. – 1997. – № 2. – С. 30–37.
14. Хромова И. Ю., Метт Д. А. Гидродинамические исследования как инструмент обоснования сейсмической интерпретации в карбонатных трещиновато-кавернозных резервуарах // Геофизика. – 2014. – № 2.
15. Rezk G. Analysis of Pressure Transient Tests in Naturally Fractured Reservoirs, Oil & Gas Research. – 2016. – V. 2, Issue 3.
16. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986.

Сведения об авторе

Цепляева Анна Ивановна, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. +79224849367, e-mail: ce_anna@mail.ru

Information about the author

Tseplyaeva A. I., Postgraduate, Industrial University of Tyumen, phone: +79224849367, e-mail: ce_anna@mail.ru