

М. Е. Шабурова^{1✉}

Прогноз развития трещиноватости в карбонатных коллекторах с учётом особенностей тектонического развития региона

¹Группа компаний Газпром нефть, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: maria_shaburova@mail.ru

Аннотация. В карбонатных коллекторах нефти и газа трещины могут обеспечивать фильтрацию флюида и, как следствие, влиять на проницаемость и продуктивность пласта. Для более качественного прогноза развития трещин необходимо понимать механизм их формирования. Исследуемое нефтяное месторождение расположено в северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Продуктивные отложения представлены известняками гжельского яруса верхнего карбона и ассель-сакмарского яруса нижней перми. В настоящей статье приводятся результаты палеотектонических реконструкций и реконструкций палеополей напряжений, позволившие определить механизм формирования трещин в пределах продуктивных пластов исследуемого месторождения; а также классификация трещин по данным пластовых азимутальных микроимиджеров. Результатом проведённого исследования является модель плотности трещиноватости, послужившая основой для прогноза проницаемости в продуктивных отложениях верхнего карбона исследуемого месторождения.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, трещиноватость, палеотектонические реконструкции, реконструкции палеополей напряжений

М. Е. Shaburova^{1✉}

Prediction of carbonate reservoirs fracturing based on tectonic development features of the region

¹ Gazprom нефт company group, Saint-Peterburg, Russian Federation
e-mail: maria_shaburova@mail.ru

Abstract. In carbonate oil and gas reservoirs, fractures can provide fluid filtration and, as a result, affect the reservoir permeability and productivity. For a better prediction of fractures development, it is necessary to understand the mechanism of their formation. Studied oil field is located in the north-eastern part of the Timan-Pechora oil and gas province. Limestones of the Upper Carboniferous and Lower Permian formation represent productive deposits. This article presents the results of paleotectonic reconstructions and reconstructions of stress paleofields, which made it possible to determine the mechanism of fractures formation within the productive strata; as well as the classification of fractures according to the data of azimuthal microimages. The result of the study is a model of fractures intensity, which served as the basis for predicting permeability in productive deposits of the Upper Carboniferous formation.

Keywords: carbonate reservoirs, fracturing, paleotectonic reconstructions, reconstructions of stress paleofields

Введение

Карбонатные коллекторы, как правило, характеризуются сложным строением пустотного пространства. На их фильтрационно-емкостные свойства вли-

яют не только условия осадконакопления, но и вторичные преобразования, такие как выщелачивание, кальцитизация, битуминизация, трещиноватость и другие [1]. Исследование трещиноватости имеет особое значение, так как трещины могут являться «каналами», обеспечивающими фильтрацию флюида в породе и, как следствие, влиять на проницаемость и продуктивность коллекторов. Для надёжного прогноза развития трещин в межскважинном пространстве важно определить механизм их формирования.

Целью исследования является определение механизма формирования трещин и прогноз их развития в пределах продуктивного пласта нефтяного месторождения Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области.

Для реализации поставленной цели были решены следующие задачи: проведены палеотектонические реконструкции, а также реконструкции палеополей напряжений; установлена связь механизма формирования трещин с основными тектоническими событиями; проведена классификация трещин по данным пластовых азимутальных микроимджеров с использованием модели Нельсона Р.А. [2]; построена модель плотности трещиноватости.

Исследуемое нефтяное месторождение расположено в пределах Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В пределах месторождения установлена промышленная нефтеносность в отложениях гжельского яруса верхнего карбона и ассель-сакмарского яруса нижней перми [3]. Коллекторы месторождения представлены известняками порового, а также каверново-трещинно-порового типа [4], характеризующимися неоднородным распределением фильтрационно-емкостных свойств по площади и по разрезу.

Методы и материалы

Основой для проведённого исследования послужили результаты интерпретации геофизических исследований 30 скважин, данные пластовых азимутальных микроимджеров по 17 скважинам, а также результаты интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D площадью 662 км².

В ходе исследования были проведены палеотектонические реконструкции методом построения палеотектонических профилей (профилей выравнивания). Данный метод подразумевает построение серии профилей с выбором поверхности выравнивания и откладыванием от неё вниз соответствующих мощностей горизонтов или пластов [5]. В качестве поверхностей выравнивания были выбраны отражающие горизонты, соответствующие границам основных этапов тектонического развития района исследования. Были произведены построения палеотектонических профилей и палеоструктурных карт по 23 отражающим горизонтам на начало 7 наиболее важных тектонических периодов.

Дизъюнктивные и пликативные нарушения являются результатом влияния разнонаправленных напряжений на массив горных пород, возникающих в результате различных тектонических движений, поэтому могут служить индикатором для определения направлений главных осей напряжений. На основании

этого в ходе исследования была определена ориентировка палеополей напряжений.

Структурно-тектоническое и петрофизическое моделирование осуществлялось с использованием специальных программных комплексов.

Результаты

Палеотектонические реконструкции, проведённые в ходе исследования, доказывают, что с ордовикского по девонский период в пределах исследуемого месторождения была сформирована система сбросов, что обусловлено процессами растяжения, рифтогенеза и раскрытием Уральского палеоокеана.

Далее процесс растяжения компенсировался сжатием, в результате чего преобладают сдвиговые процессы.

В начале каменноугольного периода происходит тектоническая реактивация: по разлому, ограничивающему залежь, ранее представлявшему сброс, начинается движение вверх, и он трансформируется в взброс, начинается процесс структурной инверсии. Это связано с субдукцией Уральского палеоокеана и дальнейшей коллизией Восточно-Европейского и Сибирского палеоконтинентов. Таким образом, доминирующий режим тектонического растяжения сменяется сжатием. Соответственно накопление продуктивных карбонатных отложений шло практически одновременно со сменой тектонического режима. Процесс тектонической реактивации продолжался до начала триаса.

К концу триасового периода в пределах исследуемого месторождения сформировалась антиклинальная складка, что связано с продолжением роста Уральского орогена. Соответственно так же преобладает тектонический режим сжатия. При этом процессы структурной инверсии и складкообразования затрагивают стратиграфические уровни вплоть до нижнего девона.

Учитывая, что к моменту формирования складки, коллекторы верхнего карбона – нижней перми были перекрыты мощной выдержанной глинистой толщей кунгурского яруса нижней перми, окончательное формирование ловушки углеводородов связано именно с этим процессом (рис. 1).

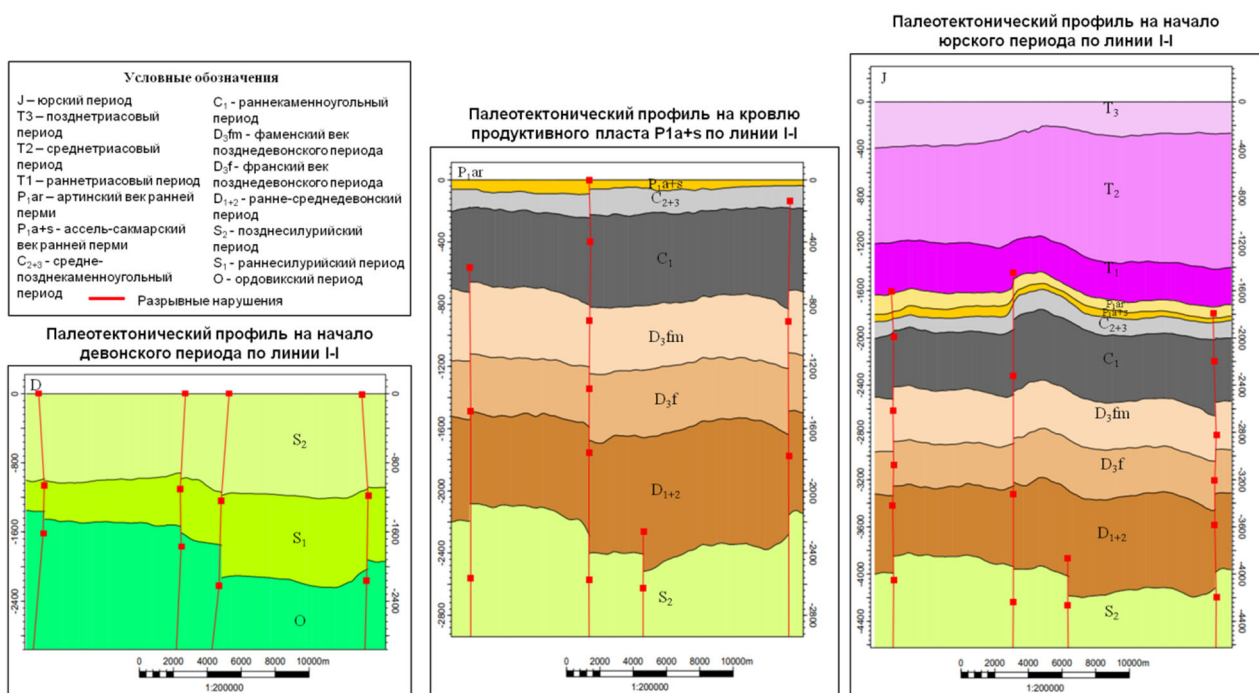


Рис. 1. Палеотектонические профили на начало основных периодов геологического развития в пределах месторождения в крест простираения основных структур

При хрупких деформациях основной разрыв сплошности среды происходит перпендикулярно направлению максимального сжатия; при пластических деформациях перпендикулярно максимальному сжатию происходит максимальное удлинение горных пород.

В среднем карбоне – ранней перми был окончательно сформирован парагенезис разрывных нарушений, поэтому направление максимального горизонтального напряжения в это время определено перпендикулярно простираению разлома, ограничивающего залежь, в его северной части, где он представляет собой взброс, направление минимального горизонтального напряжения параллельно ему.

В триасовый период окончательно была сформирована антиклинальная складка, поэтому направление максимального горизонтального напряжения в это время определено перпендикулярно простираению оси складки, направление минимального горизонтального напряжения параллельно ему (рис. 2).

В обстановках сжатия формируются трещины следующих типов: стилолитовые трещины, эшелонные трещины отрыва и трещины разгрузки (сжатия) [2]. При этом поверхности стилолитовых трещин и трещин разгрузки формируются перпендикулярно направлению максимального сжатия, а эшелонные трещины отрыва параллельно ему. Результаты анализа керна подтверждают, что в пределах исследуемого месторождения существенно преобладают стилолитовые трещины. Кроме того, установлено, что стилолитовые трещины в исследуемых коллекторах являются «каналами», обеспечивающими дополнительное выщелачи-

вание и улучшение фильтрационно-емкостных свойств за счёт увеличения проницаемости [1].

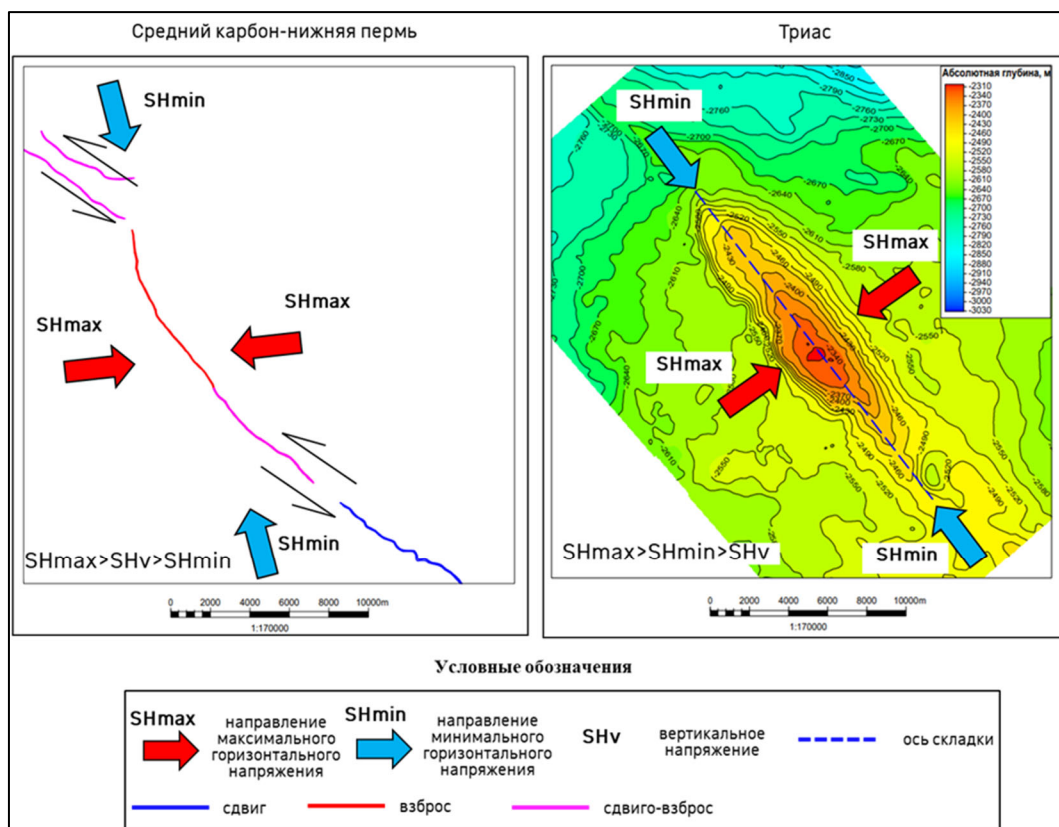


Рис. 2. Ориентировка палеополей напряжений в среднем карбоне – нижней перми и триасе

Учитывая, что в среднем карбоне – нижней перми так же имели место сдвиговые деформации, должны были формироваться сопряженные системы трещин скола, которые располагаются симметрично относительно одного из направлений сжатия. На основании выше изложенного, была проведена классификация трещин по данным пластовых микроимджеров. Азимуты простираения парагенезисов трещин среднего карбона – нижней перми и триаса представлены на рис. 3.

Наибольшей раскрытостью должны обладать трещины, расположенные вдоль направления современного максимального горизонтального напряжения, так как при течении флюида по ним обеспечивается минимальное сопротивление фильтрации [6]. Ориентировка современного максимального и минимального горизонтального напряжения может быть определена по данным пластовых микроимджеров: техногенные трещины в вертикальной скважине образуются параллельно к направлению максимального горизонтального напряжения, в то время как «вывалы» – перпендикулярно [6] (рис. 4). Вдоль современного максимального горизонтального напряжения простираются стилолитовые трещины и трещины разгрузки триасового парагенезиса, соответственно они обладают наибольшей раскрытостью.

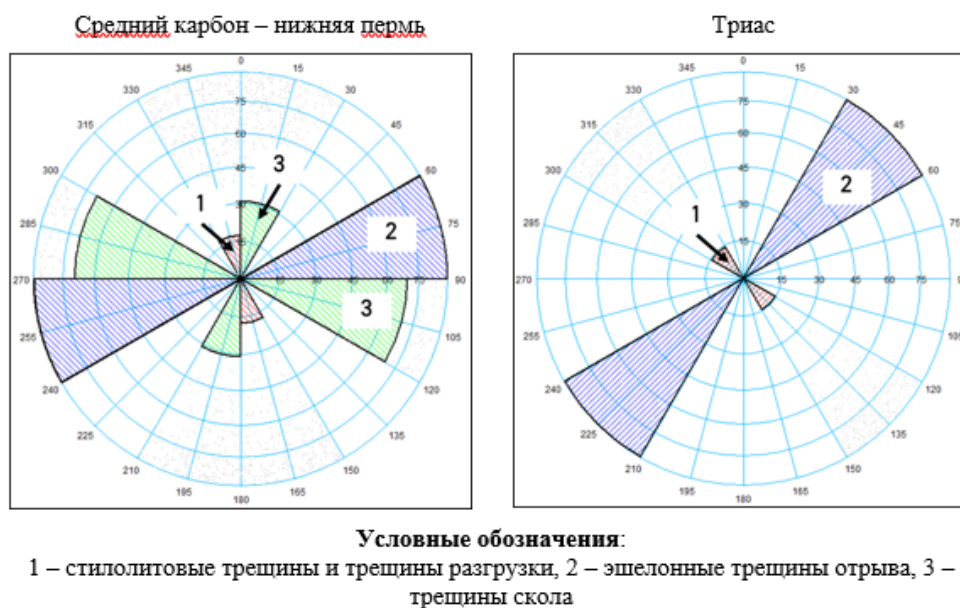


Рис. 3. Роза-диаграмма простирания выделенных парагенезисов трещин

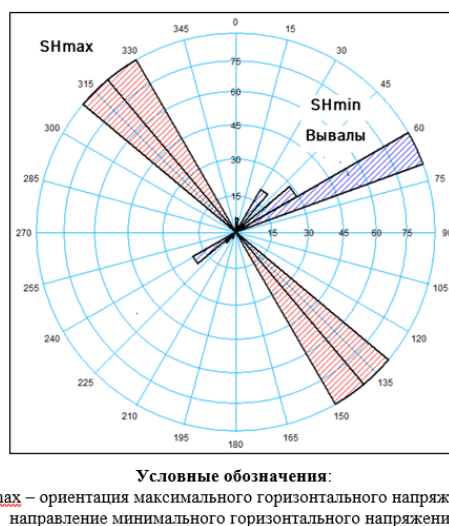
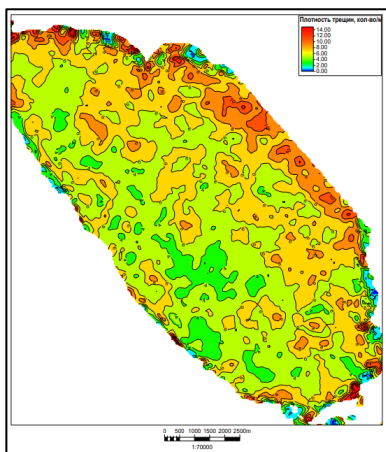
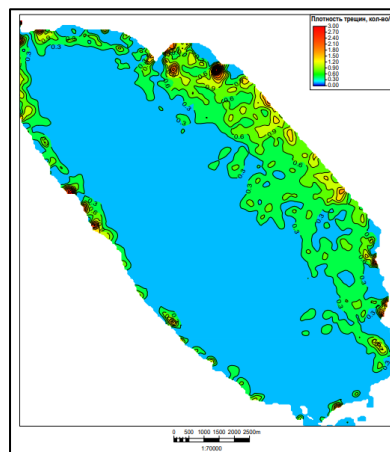


Рис. 4. Роза-диаграмма простирания «вывалов» стволов скважин и современной ориентации главных осей горизонтальных напряжений

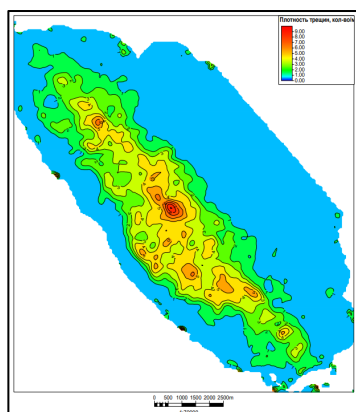
Используя полученные результаты, была построена модель плотности трещиноватости. Моделирование осуществлялось отдельно для трещин среднего карбона – нижней перми, для стилолитовых трещин и трещин разгрузки триаса, а также для трещин отрыва триаса. Финальная модель плотности трещиноватости была получена суммированием, при этом модели стилолитовых трещин и трещин разгрузки триасового парагенезиса присваивался больший вес, так как эти трещины характеризуются большей раскрытостью. Результаты моделирования представлены на рис. 5.



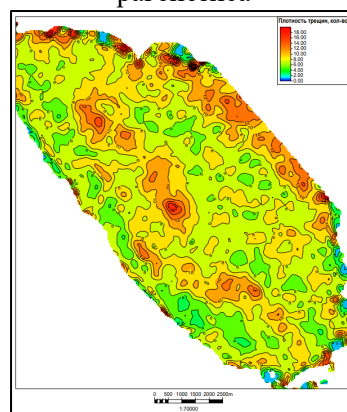
Средняя плотность трещиноватости среднекаменноугольно-нижнепермского парагенезиса



Средняя плотность трещиноватости интервалов со стилолитовыми трещинами и трещинами разгрузки триасового парагенезиса



Средняя плотность трещиноватости интервалов с трещинами отрыва триасового парагенезиса



Средняя плотность трещиноватости всего продуктивного интервала

Рис. 5. Карты средней плотности трещиноватости в отложениях верхнего карбона

Обсуждение

Результаты проведённых палеотектонических реконструкций соответствуют представлениям об истории тектонического развития региона, отражённым в научных трудах таких исследователей как Л.П. Зоненшайна, В.А. Дедеева, В.Г. Гецена, И.В. Запорожцевой, А.В. Журавлева, А.Г. Кузнецова, Н.А. Малышева, Н.И. Тимонина, В.В. Юдина и др. [7, 8, 9,10].

Формирование природного резервуара нефти в пределах исследуемого месторождения контролировалось процессами тектонического сжатия в среднем карбоне-триасе и неразрывно связано с эволюцией Уральского палеоокеана и Уральского орогена.

При этом закономерным является тот факт, что формирование трещин в коллекторах исследуемого месторождения происходило в результате хрупких деформаций под действием этих же тектонических процессов. Смена ориента-

ции палеополей напряжений, а также изменение их величин в триасовом периоде указывает на то, что в пределах продуктивных пластов исследуемого месторождения формировалось два парагенезиса трещин.

Заключение

В ходе проведенного исследования была установлена связь формирования трещин продуктивного пласта с процессами тектонического сжатия в регионе в среднем карбоне – триасе.

Палеотектонические реконструкции и реконструкции палеополей напряжений позволили произвести классификацию трещин по данным пластовых микроимиджеров.

В результате проведенного исследования была построена модель плотности трещиноватости, которая стала основой для прогноза проницаемости в продуктивных отложениях верхнего карбона исследуемого месторождения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шабурова М.Е. Влияние трещиноватости на фильтрационно-емкостные характеристики карбонатных коллекторов на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2024. №8. С.48-53
2. Nelson R. A. Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. United States of America, 2001. 332 p.
3. Журавлёв В.А., Кораго Е.А., Костин Д.А., Зуйкова О.Н. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист R-39,40 – о. Колгуев – прол. Карские Ворота. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014. 405 с.
4. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. М.: РГГУ, 2003. 264 с.
5. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. М.: Недра, 1984, 80 с.
6. Зобак М. Д. Геомеханика нефтяных залежей / перевод с английского В. Л. Фрика; под редакцией специалистов ООО "Газпромнефть НТЦ". Ижевск: Институт компьютерных исследований, Газпромнефть, 2018. 479 с.
7. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. М.: Недра, 1990. 328 с.
8. Дедеев В.А., Малышев Н.А., Юдин В.В. Тектоника платформенного чехла Печорской плиты // Тектоника платформенных областей. 1988. С. 137-150
9. Гецен В.Г., Дедеев В.А., Запорожцева И.В., Кузнецов А.Г., Малышев Н.А., Рыжов И.Н., Тимонин Н.И., Удот Г.Д., Юдин В.В. Структура платформенного чехла Европейского севера СССР. Ленинград: Наука, 1982. 200 с.
10. Пучков В.Н. Палеоокеанические структуры Урала // Геотектоника. 1993. №3. С.18-33

© М. Е. Шабурова, 2025