

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРИРОДНОГО РЕЗЕРВУАРА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Ф.С.Ульмасвай¹, С.А.Добрынина¹, Е. А. Сидорчук²

1 – ИПНГ РАН, 2 – ООО «ГазпромВНИИГАЗ»

История эксплуатации в течение более 20 лет уникального месторождения в карбонатных коллекторах – Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) – выявила некоторые особенности продуктивности (а также аварийности и обводненности) скважин, которые не описываются или описываются очень приблизительно комплексом факторов, учтенных существующей геологической моделью. Актуальна задача выявления новых факторов, которые позволили бы лучше понять особенности распределения фильтрационно-емкостных свойств пород природного резервуара месторождения и на этой основе повысить эффективность добычи и степень извлечения газа и конденсата. В значительной степени строение продуктивной залежи определяется трещиноватостью, приводящей к образованию зон структурных нарушений или зон разуплотнения, которые разные исследователи выделяют как трещинно-разуплотненные, зоны развития разрывных нарушений, аномальной трещиноватости, геодинамической неоднородности. Для эффективной разработки месторождения необходимо располагать сведениями о трещиноватости, имеющей большое значение для оценки интенсивности и направлений фильтрации флюидов.

Наличие в продуктивной толще нескольких генетических типов карбонатных пород и разнообразный характер постседиментационных процессов, включающих кристаллизацию, неоморфизм, выщелачивание, окремнение, предопределили сложное взаимодействие пород разного минерального состава, различной структуры и, как следствие, различных плотностных и механических свойств. Взаимодействие пород с разными физическими свойствами приводит к возникновению на границах распространения литотипов напряженного состояния, приводящего к образованию и (или) закрытию трещин.

Специальный анализ комплекса геолого-геофизических данных позволяет диагностировать и картировать такого рода трещины, выявлять их информативные и значимые геолого-геофизические признаки.

Для определения зон трещиноватости использовались разные методические подходы: модернизированная методика по комплексу НГК+АК, способ радиоактивных меток.

Сопоставление крутизны структурных поверхностей горизонтов с трещиноватостью, определенной с помощью разных методических подходов, показало существование взаимозависимостей между ними — места наибольшей крутизны отличаются и наибольшей трещиноватостью. Анализ зависимости величин условно свободных дебитов скважин от расстояния от зон максимальной крутизны (рис. 1) показал, что вблизи этой зоны располагаются скважины с наибольшими значениями условно свободного дебита.

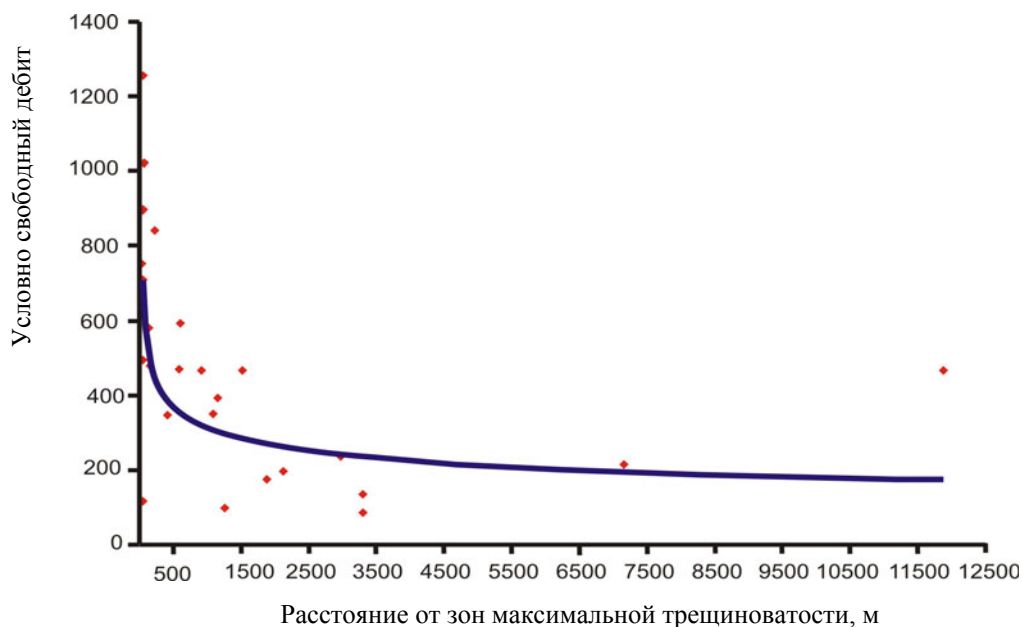


Рис. 1. Зависимость условно свободного дебита от зон максимальной крутизны

Полученные результаты подтверждают правильность представлений о строении резервуара, позволяют учесть особенности литологии и строения в геологической модели и повысить эффективность разработки месторождения.