УДК 622.276.5:622.245.5

ДИАГНОСТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ АНАЛИТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ВОД МЕЖКОЛОННЫХ ПРОСТРАНСТВ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

М. Д. ШИПИЛОВА, И. Б. ТЛЕУЛИЕВА, Е. Д. ЗГУРОВЕЦ
Астраханский государственный технический университет
Астрахань, Россия

Обнаружение воды или пластового флюида в межколонном пространстве (МКП) нефтегазовой или нагнетательной скважины указывает на нарушение герметичности крепи. Такое осложнение классифицируется как опасное: оно сопровождается возникновением межколонного давления (МКД), что требует незамедлительного контроля состояния скважины.

Химический состав воды МКП – важный диагностический признак: он позволяет определить источник поступления и оценить риски. Однако единые подходы к анализу и интерпретации таких вод разработаны недостаточно. Это делает систематизацию методов и разработку схемы интерпретации актуальной задачей [1].

Цель работы – комплексный анализ состава вод межколонных пространств и оценка диагностической значимости показателей.

Проба 1 характеризуется сильнощелочной средой (pH 12,36), умеренной минерализацией (плотность 1,03), высокой щёлочностью при низкой жёсткости, малым количеством хлоридов в пределах определяемых концентраций и заметным содержанием калия. Такое сочетание показателей может быть обусловлено преимущественно техногенными факторами – поступлением щелочных реагентов, буферных жидкостей или продуктов взаимодействия цементного камня с водой.

Проба 2 характеризуется нейтральной средой, повышенной минерализацией (плотность 1,177), экстремально высокими концентрациями хлоридов (118 925 мг/дм³) и сульфатов (22 560 мг/дм³), высоким содержанием натрия (98 555 мг/дм³), низкой жёсткостью и низким содержанием кальция. Такой состав характерен для высокоминерализованных пластовых вод, что позволяет предположить возможность перетока из продуктивного или вышележащего пласта и, как следствие, оценить вероятность нарушения герметичности крепи скважины.

Полученные результаты демонстрируют два принципиально разных геохимических типа вод, что требует дифференцированного подхода к оценке их происхождения. Именно совокупность этих признаков – вместе с данными о

конструкции скважины и условиях её эксплуатации – позволяет перейти к построению диагностической схемы (табл. 1) [2].

Табл. 1. Диагностическая схема

Признак	Возможная причина
Высокий pH (>10)	Техногенное загрязнение, взаимодействие с цементом
Высокая плотность (>1,1)	Высокоминерализованная пластовая вода
Хлориды (>100 000 мг/дм³)	Переток из пласта, нарушение герметичности
Сульфаты (>20 000 мг/дм³)	Гипсование, взаимодействие с породой
Низкая жёсткость при высокой минерализации	Преобладание Na^+ и K^+ над Ca^{2+} и Mg^{2+}
Взвесь в пробе	Коррозионные продукты, цементная пыль

Аналитический контроль вод МКП – эффективный инструмент диагностики: соотношение pH, плотности и ионного состава позволяет отличить техногенное загрязнение от перетока пластовой воды и своевременно оценить риск нарушения герметичности скважины [3].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Иманов, Р. Р.** Межколонные давления: причины возникновения, методы ликвидации / Р. Р. Иманов // Нефтесервис. – 2025. – № 6.

2. Новый подход к ликвидации межколонных давлений в скважине / Д. Р. Султанов, Е. А. Баймаханов, А. Е. Баймаханов, Ф. Н. Янгиров // Petroleum Engineering. – 2021. – № 3. – С. 36–42.

3. **Рожкова, О. А.** Титриметрические методы анализа в контроле качества воды / О. А. Рожкова // Электронный научно-методический журнал Омского ГАУ. – 2019. – № 2 (17).