

**Применение комплекса методов каротажа для оценки параметров коллекторов на нефтяном месторождении Салымской группы**

**Научный руководитель – Сараев Александр Карпович**

***Колесникова Василина Александровна***

*Студент (бакалавр)*

Санкт-Петербургский государственный университет, Институт наук о Земле,  
Санкт-Петербург, Россия

*E-mail: st123476@student.spbu.ru*

Скважины при поисках и разведке углеводородов обычно бурят без отбора керна. В таких условиях информацию о разрезе и фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) пластов-коллекторов получают по данным каротажа в рядовых скважинах и лабораторной петрофизики единичных скважин с керном. Актуальность работы обусловлена низкой проницаемостью коллекторов месторождения Салымской группы, расположенном в Нефтеюганском районе, когда стандартные петрофизические модели дают неоднозначные результаты. В таких условиях необходим выбор оптимальных зависимостей для достоверной оценки ФЕС.

Выполнена интерпретация данных каротажа (ГИС) с учетом материалов лабораторной петрофизики на нефтяном месторождении Салымской группы. Объектом исследования послужили продуктивные пласты группы АС черкашинской свиты (АС10, АС11), вскрытые пятью поисковыми скважинами в интервале глубин 2150–2800 м.

Основная цель работы — литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, изучение ФЕС коллекторов и определение характера насыщения. В ходе работы выполнена оценка эффективности различных петрофизических моделей: коэффициент пористости ( $k_p$ ) определялся по данным ГГК-П (по зависимости от объемной плотности), НК, ПС (через коэффициент), по данным АК (с использованием формулы Вилли с поправкой на глинистость по данным ГК), а также на основе комплексирования методов АК+ПС (по уравнению Фоменко). Коэффициент проницаемости ( $k_{пр}$ ) рассчитывался по корреляционным зависимостям  $k_{пр} = f(k_p)$ , установленным по керну. Нефтенасыщенность определялась с использованием уравнения Арчи-Дахнова с эмпирическими коэффициентами  $a$ ,  $m$ ,  $n$ , определенными по керну; при этом использовались данные метода ИК и пористость, определенная по методам ГГК-П и АК+ПС, показавшим наилучшую сходимость с керном.

Обработка и интерпретация данных выполнены в специализированном программном обеспечении Techlog (Schlumberger) с применением редактора Python для вычисления кривых и построения планшетов по исследуемым скважинам.

В результате интерпретации получены литологические разрезы и выделены интервалы коллекторов по качественным признакам. Сравнительный анализ показал, что наилучшую сходимость значений коэффициента пористости с данными керна (расхождение не превышает 1-2%) обеспечивают методы ГГК-П, АК и АК+ПС. Установлено, что для коллекторов исследуемой площади характерна средняя пористость (14-17%), значения проницаемости меняются от низких до средних (1-100 мД). Нефтенасыщенность в наиболее перспективной зоне Е составляет около 20%.