

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Югорский государственный университет» (ЮГУ)  
НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ**

**(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования «Югорский государственный университет»  
(ННТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»)**

МДК 02.01 Технология бурения, испытания и эксплуатации скважин при поисково-разведочных работах на нефть и газ

Тема: Определение коэффициента нефтегазонасыщенности. Определение эффективной нефтенасыщенной мощности. Определение положения контакта нефти, воды и газа.

**Подготовил: Габдрафиков А.И.**

**Группа: 3ГРМ71**

**Проверил: Гатауллин И.Н.**

# Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Нефтегазонасыщенность оказывает существенное влияние на удельные электрические сопротивления пород, и для ее оценки наиболее широко применяется каротаж по методу сопротивлений.

Удельное сопротивление нефтегазонасыщенной породы зависит от коэффициента нефтегазонасыщенности, минерализации пластовых вод, пористости, структуры порового пространства и др. Для исключения влияния различных факторов (минерализации пластовых вод, пористости и структуры порового пространства) используется отношение удельного сопротивления нефтегазонасыщенного пласта (поры которого заполнены нефтью, газом и остаточной водой) к сопротивлению того же пласта при 100%-ном заполнении его пор водой той же минерализации.

Коэффициент увеличения сопротивления, или параметр нефтегазонасыщенности показывает во сколько раз увеличивается удельное сопротивление водоносного коллектора при частичном насыщении его пор нефтью или газом.

Попадая в поры продуктивной породы, нефть, газ и вода взаимодействуют с породой под воздействием различных сил: поверхностного натяжения, капиллярных, адсорбционных. В результате проявления этих сил в поровом пространстве породы какая-то часть нефти, газа и воды попадает в тупики между зернами скелета или в тупики поровых каналов, образует пленки на поверхности пор, «защемляется» под воздействием капиллярных сил в тонких капиллярах, не имеющих «активной» поверхности (способной адсорбировать молекулы воды и углеводородов), адсорбируется на поверхности пор в тонких капиллярах, обладающих активной поверхностью. Все перечисленные категории углеводородов и воды теряют подвижность, то есть не участвуют в фильтрационных процессах. Кроме того, они приобретают свойства, отличные от свойств нефти, газа и воды в свободном состоянии. Естественно, что для применения методик выявления нефтегазоносных пород нужно знать физические, физико-химические и другие свойства не только подвижных, но и всех неподвижных компонент углеводородов и воды.

**Определение ВНК** в большинстве модификаций нейтронных методов основано на аномальных нейтронных свойствах хлора, содержащегося в пластовых водах. Различие в показаниях нейтронных методов против нефтеносного и водоносного пластов уменьшается с уменьшением хлоросодержания, т. е. с уменьшением пористости пласта или минерализации пластовой воды.

Достаточно надежно определить водонефтяной контакт по данным ННМ-Т и НГМ можно лишь в высокопористых коллекторах при минерализации вод не менее 150 — 200 г/л. При этом применять лишь один НГМ можно только в пластах, однородных по пористости и глинистости. В этом случае эффект на водонефтяном контакте, обусловленный различием содержания хлора, не маскируется колебаниями показаний за счет изменения водородосодержания пород. Совместное применение НГМ и ННМ-Т позволяет выделить водонефтяной контакт в более неоднородных пластах. Это связано с тем, что изменение водородосодержания вызывает на диаграммах НГМ и ННМ-Т изменение одного знака, тогда как при изменении содержания в породах хлора изменение на диаграммах может быть разного знака.

# Рис.1. Расположение газа, нефти и воды под землей

