

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Сытова Анастасия Владимировна, студентка 3 курса кафедры
Геофизических методов поиска и разведки*

К настоящему времени промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин позволяют решать основные задачи нефтепромысловой геологии, связанные с разработкой нефтяных месторождений. Исследование эксплуатационных скважин существенно отличается от исследования разведочных скважин, выходящих из бурения, до их ввода в разработку. Методы и аппаратура для исследований эксплуатационных скважин постоянно совершенствуются, но остаются главные цели измерений – оценка текущего состояния разрабатываемых месторождений, определение параметров выработки пластов и на той основе планирование добычи углеводородов. Результаты геофизического контроля, наряду с промысловыми исследованиями нефтегазовых скважин, служит основой для составления проектов разработки и доработки месторождений.

Геофизические измерения позволяют решать следующие задачи нефтепромысловой геологии:

- ⇒ выделять положения водонефтяного, газонефтяного контактов;
- ⇒ устанавливать интервалы притока нефти из пласта;
- ⇒ оценивать техническое состояние эксплуатационных скважин, качество цементирования и места возможных перетоков флюида;
- ⇒ оценивать интервалы поступления в пласт газа и воды в нагнетательных скважинах.

Различие свойств нефти в пределах нефтяной залежи

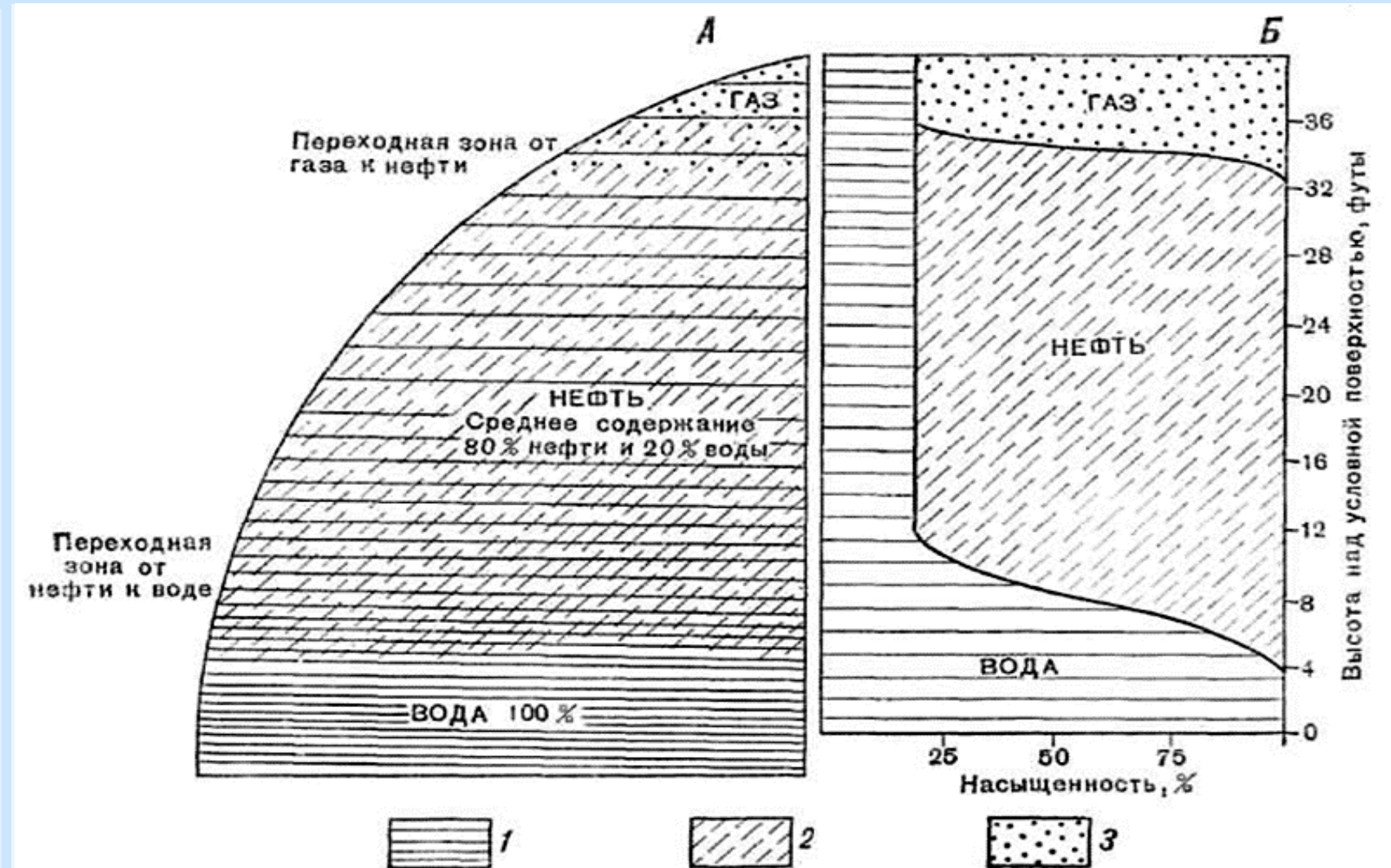
Физические свойства и состав нефти в пределах одного и того же пласта не всегда остаются постоянными, при этом установлены следующие закономерности:

- В залежах, не имеющих выхода на поверхность и окруженных краевой водой, плотность нефти и содержание в ней смол возрастают с глубиной залегания.
- Вязкость нефти в пласте увеличивается от купола складки к крыльям.
- Давление насыщения газом и количество растворенного газа в единице объема нефти уменьшаются по направлению к водонефтяному контакту.

В процессе эксплуатации месторождений в пластах непрерывно изменяются давление, количественное соотношение газа и нефти, а иногда и температура. Это сопровождается непрерывными изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую.

Все процессы, происходящие в нефтегазовом пласте при его эксплуатации, отражаются на показаниях промыслово-геофизических методов контроля за разработкой.

Распределение углеводородов в нефтегазовой залежи подчиняется гравитационному закону, то есть определяется их плотностью. В соответствии с этим наиболее легкие углеводороды (газ) занимают наиболее высокую часть пласта, образуя тем самым газовую шапку. Под ней располагается нефтегазоносная часть, а еще ниже водоносная



А – поперечный разрез структуры; Б – насыщенность флюидами; 1 – вода; 2 – нефть; 3 – газ.
Рисунок 1 – Схематический разрез, показывающий распределение газа, нефти и воды в залежи

На определенной стадии разработки нефтяных месторождений пласты начинают обводняться закачиваемой пресной водой. Поступление в скважину пресной воды свидетельствует о безусловном подходе фронта закачиваемой воды. Заводнение пластов пресными водами можно установить по данным методов электрометрии, данным радиометрии и термометрии в не обсаженных скважинах.

Обводнение продуктивного пласта минерализованной водой сравнительно легко установить в не обсаженной скважине с помощью метода кажущегося сопротивления и индукционного метода по заметному снижению удельного сопротивления пласта в интервале поступления вод.

Как видно из этих данных, разрушенная часть пласта характеризуется значениями пористости, существенно превышающими ее величину в неперфорированных интервалах. Следовательно, зона разрушения – это высокопроницаемая, высокопористая часть пласта, насыщенная нефтью, водой или глинистым раствором, в зависимости от условий и состояния эксплуатации.

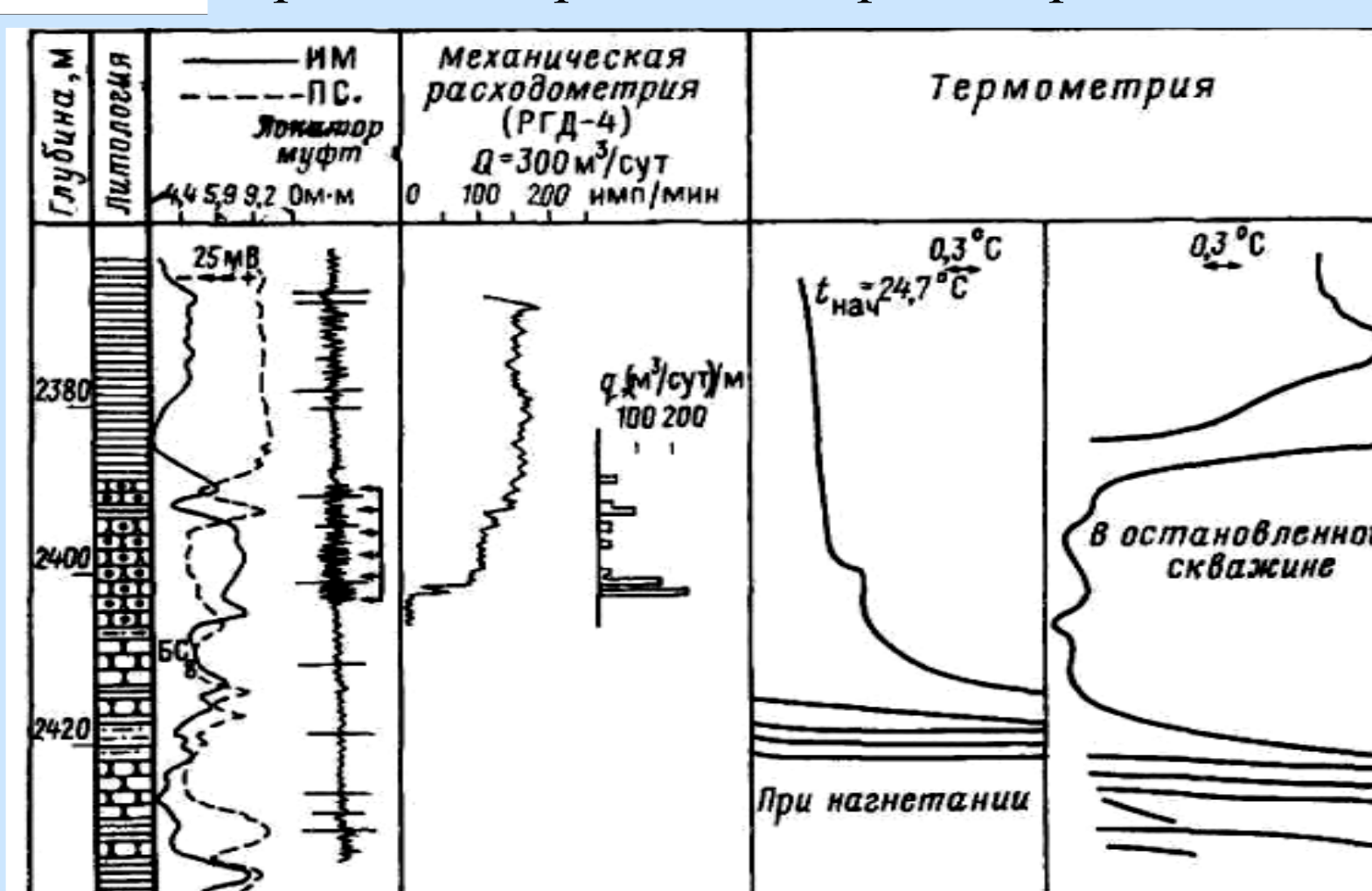
В заключении отметим, выделение «каверн разрушения» в каждой эксплуатационной скважине необходимо для оценки текущего местоположения газонефтяного и водонефтяного контактов, прогнозирования прорыва газа в интервал перфорации, проведения ремонтных работ при выходе скважин из эксплуатации

Таблица 1 – Параметры пластов IV горизонта

Пласт	Пределы изменения $\tau_{пл}$, МКС		Среднее значение, МКС	Водосодержание (пористость), %
	min	max		
Нефтенасыщенный песчаник	300	420	360	32 – 25
Водонасыщенный песчаник	250	350	280	32 – 25
Разрушенная часть пласта	200	310	245	45 – 47

Механическая расходомерия позволяет устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или их частям (интервалам), оценивать полноту участия пластов в заводнении.

Термометрия или термоиндикация расхода, проведенные в процессе закачки, дают дополнительную информацию о поглощающих интервалах в зоне нечувствительности гидродинамического расходомера, а также указывают на возможные перетоки за колонной ниже интервала перфорации.



Таким образом, использование результатов геофизического контроля в комплексе с промысловыми данными позволяет регулировать процесс воздействия на пласт путем переноса фронта нагнетания воды, газа, пара; ликвидировать их прорыв по отдельным пластам; определять сам факт вытеснения флюидов при изменении физических параметров пласта.