

# **Повышение достоверности учета извлекаемых запасов углеводородного сырья**

**Лобанков В.М., Ахметова Л.Р.**

*Кафедра геофизики УГНТУ, г. Уфа*

*02.02.2016*

# Учет запасов нефти и газа – это всегда измерения параметров залежи

Масса нефти, млн. т:

$$m_{ин} = S_n \cdot h_{нп} \cdot k_{оп} \cdot k_n \cdot k_{внну} \cdot K_{ин} \cdot \rho_{нну}$$

Объем газа, млрд. м<sup>3</sup>:

$$V_{иг} = S_2 \cdot h_{2п} \cdot k_{оп} \cdot k_2 \cdot k_{ст} \cdot (a_n \cdot P_n - a_k \cdot P_k) / T_{пл} \cdot K_{иг}$$

Эффективное управление жизненным циклом нефтегазовых месторождений в целом базируется на измерениях параметров пластов и скважин, выполненных с требуемой точностью.

# Представление результатов измерений извлекаемых запасов нефти

$$M_{ин} = (m_{ин.изм} \pm \Delta_{\Sigma}) \text{ млн. т} \quad P=0,95$$

$$M_{ин} = (31 \pm 5) \text{ млн. т} \quad P=0,95$$

$$M_{ин} = 30,529 \text{ млн. т} - \text{не допустимо!}$$

$$\Delta_{\Sigma} = 1,15 \cdot (\Delta_S^2 + \Delta_h^2 + \Delta_{kn}^2 + \Delta_{кн}^2 + \Delta_k^2 + \Delta_{Кин}^2)^{0,5}$$

# Нормированные погрешности запасов и ресурсов по категориям:

	Категория запасов или ресурсов	$\delta_{\text{мин}}, \%$	$\delta_{\text{макс}}, \%$	$P_{\text{обнар}}$
<b>З а п а с ы</b>	<b>A - разрабатываемые, <i>разбуренные</i></b>	$\pm 10$	<b><math>\pm 15</math></b>	1
	<b>B<sup>1</sup> - разрабатываемые, <i>неразбуренные, разведанные</i></b>	$\pm 15$	<b><math>\pm 20</math></b>	1
	<b>B<sup>2</sup> - разрабатываемые, <i>неразбуренные, оцененные</i></b>	$\pm 20$	<b><math>\pm 30</math></b>	1
	<b>C<sup>1</sup> - разведанные</b>	$\pm 30$	<b><math>\pm 40</math></b>	1
	<b>C<sup>2</sup> - оцененные</b>	$\pm 40$	<b><math>\pm 50</math></b>	1
<b>Ре- сур- сы</b>	<b>D<sup>0</sup> - подготовленные</b>	-	$\pm 100$	<b>0,8</b>
	<b>D<sub>л</sub> - локализованные</b>	-	$\pm 100$	<b>0,5</b>
	<b>D<sup>1</sup> - перспективные</b>	-	$\pm 100$	<b>0,3</b>
	<b>D<sup>2</sup> - прогнозируемые</b>	-	$\pm 100$	<b>0,1</b>

# Допускаемые погрешности измерений параметров залежи нефти

Параметр залежи	Категория запасов				
	A	B <sup>1</sup>	B <sup>2</sup>	C <sup>1</sup>	C <sup>2</sup>
$S_{нз}$	±4	±8	±15	±25	±30
$h_{нп}$	±2	±3	±5	±8	±10
$k_{оп}$	±5	±7	±8	±10	±15
$k_{н}$	±8	±10	±12	±12	±15
$k_{ин}$	±8	±10	±15	±18	±20
$m_{ин}$	<b>±15</b>	<b>±20</b>	<b>±30</b>	<b>±40</b>	<b>±50</b>



# Роль гео-эталонов при оценке запасов нефти и газа

1. Измерения без эталонов в принципе **невозможны**.
2. Гео-эталоны - это **эталоны параметров пластов** горных пород или **рудных тел**, воспроизводящие единицы для геофизических приборов.
3. Гео-эталоны позволяют выполнять **прямые измерения** коэффициента пористости и нефтенасыщенности пластов.
4. Гео-эталоны определяют **минимальные погрешности** геофизических приборов.

# Государственные эталоны пористости пласта первого поколения (1980 – 2000)

В 1981 г. в Государственный реестр средств измерений СССР были внесены 4 комплекта эталонов пористости водонасыщенных кальцитовых пород, пересеченных скважиной 196 мм.

Поровое пространство заполнено водой.

Хлоросодержание в пласте и скважине равно нулю.

# Актуальность создания государственных гео-эталонов нового поколения

1. Погрешности измерений параметров пластов, пересеченных скважиной, **минимальны**, когда **условия** измерений **совпадают** с условиями калибровки скважинной аппаратуры.
2. Количество эталонов должно позволять строить необходимое количество **типовых калибровочных функций** аппаратуры.
3. Эталоны параметров пластов должны иметь **государственный статус** и использоваться при оценке достоверности запасов нефти и газа.



# Исходные цилиндрические блоки мрамора диаметром 1,6 м и толщиной 0,5 м для эталонов пористости и плотности пород



**Эталон пористости и плотности  
кальцитовых пород монолитного типа  
СО-КВ-0,8%-2696-216**





# Строительство эталона пористости 0% и плотности $(2651 \pm 5)$ на основе кварца



**Эталон пористости и плотности  
кальцитовых пород насыпного типа  
СО-КВ-35,4%-2102-124-156-216**





# Этап изготовления эталона пористости 15% и плотности насыпного типа



# Изготовление эталона пористости и плотности насыпного типа с минерализацией



# Мониторинг негативного воздействия. Эталонны плотности пласта, пересеченного скважиной с зацементированной колонной



# Новые эталоны для гамма-плотномеров-толщиномеров СГДТ-НВ

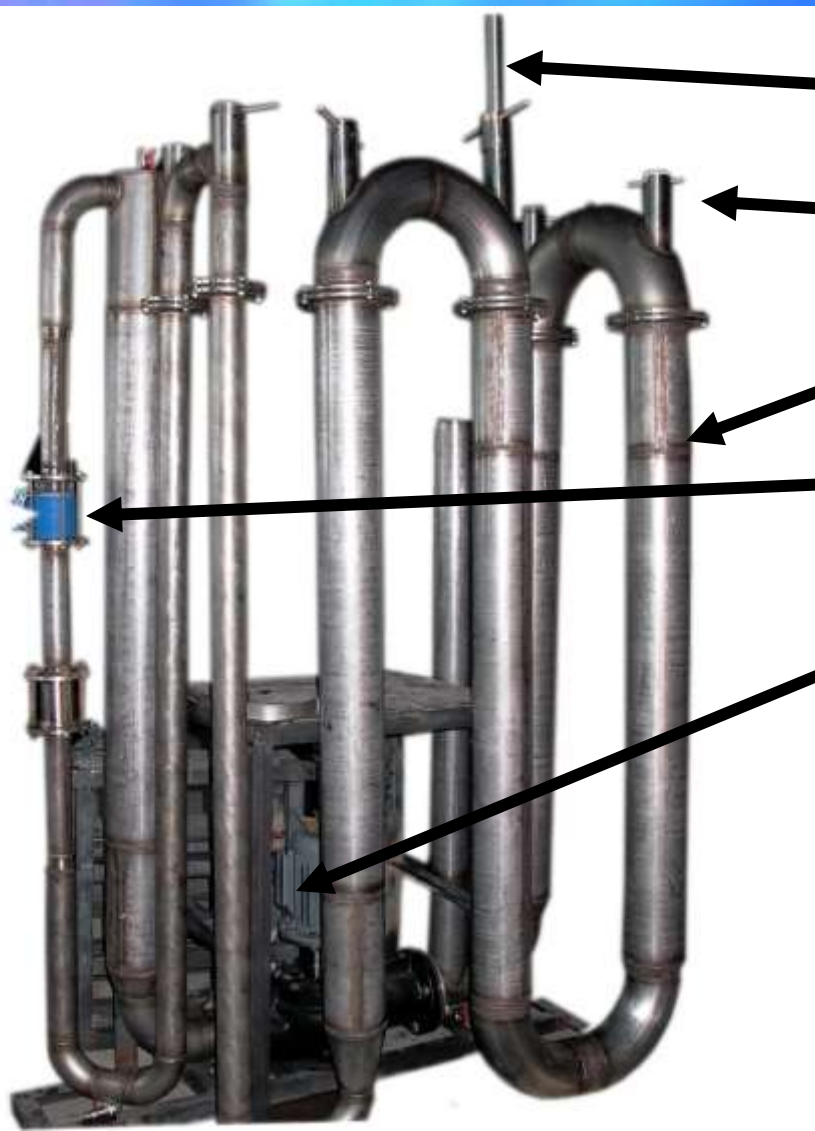
Тип стандартного образца	Плотность пласта	Плотность цемента	Диаметр колонны	Толщина колонны
СО-ТП-2700/1830-216/146-6-8-10-Э0	2700±10	1830±20	146±1	5,9±0,2 8,0±0,2 10,0±0,2
СО-ПТ-2700/1555-216/146-6-8-10-Э0	2700±10	1555±20	146±1	5,4±0,2 8,0±0,2 10,3±0,2
СО-ПТ-2090/1860-216/146-6-8-10-Э0	2090±20	1860±20	146±1	5,3±0,2 7,8±0,2 10,3±0,2
СО-ТП-2700/1896-225/178-6-8-10-Э0	2700±10	1896±20	178±1	6,3±0,2 8,9±0,2 11,4±0,2
СО-ТП-2700/1877-225/178-6-8-10-Э1	2700±10	1877±20	178±1	6,3±0,2 8,8±0,2 11,1±0,2
СО-ТП-2700/1600-225/178-6-8-10-Э0	2700±10	1600±20	178±1	6,4±0,2 8,9±0,2 11,1±0,2



# Температурные поправки для скважинной ядерно-геофизической аппаратуры. Термостат воздушный ТВ-180-110-3



# Установка УАК-СР-40 для автоматизированной калибровки скважинных расходомеров воды



Скважинный расходомер

Лубрикатор

Обсадные колонны

Эталонный расходомер

Насос с частотным  
управлением

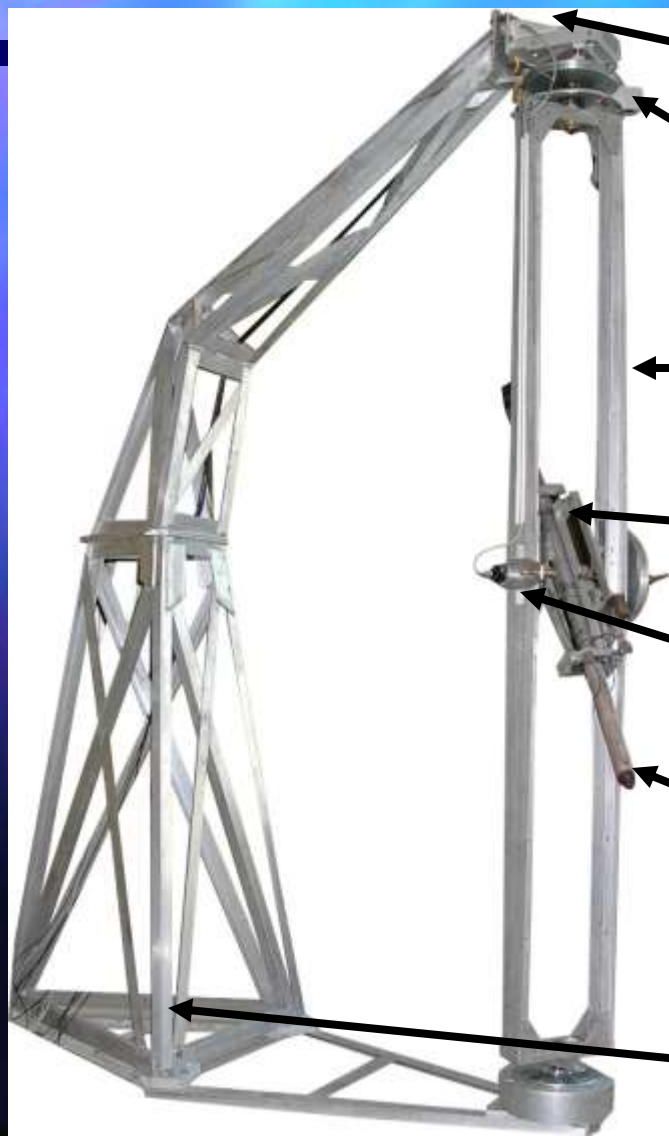
Диапазон (0,04-40) м<sup>3</sup>/ч.

Допуск. отн. погрешность -  $\pm 1\%$ .

Внутренний диаметр колонны:  
152; 130; 98; 62 мм.



# Установка УАК-СИ для автоматизированной калибровки инклинометров



Датчик азимутальных углов

Привод

Рама

Зажимной узел

Датчик азимутальных углов

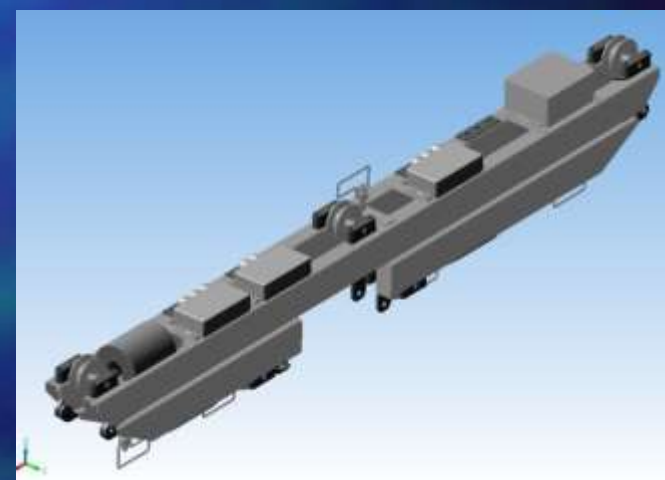
Инклинометр

Основание

# Полевая разметка геофизического кабеля



Установка  
УАРК-1-12-П





# Требования к новым государственным эталонам пористого пласта

1. Новые эталоны необходимо создавать **одновременно для зондов НК, ГГК и АК** для разных типовых геолого-технических условий.
2. Эталоны должны **воспроизводить  $K_{on}$**  для следующих условий:
  - песчаного , кальцитового и доломитового пласта ;
  - $K_{on} = 0; 5%; 15%; 25%; 35%;$
  - насыщение: вода; нефть; газ;
  - диаметр скважины: 124; 216 мм + вставки обсадных колонн с цементным кольцом.

# Требования к новым государственным эталонам нефтеводонасыщенного пласта

1. В настоящее время отсутствует технология создания **устойчивой водонефтяной эмульсии** в поровом пространстве.
2. Необходимо создать минимум **12 государственных эталонов** нефтеводонасыщенного песчаного, кальцитового и доломитового пласта с  $K_n$  около 15% и 35% и с  $K_n$  около 30% и 60%, пересеченного скважиной диаметром 124 мм и 216 мм для ИК, ЯМК и ИНГК через колонну.

# ВЫВОДЫ

1. Правительственные решения недропользования хорошо обоснованы, если базируются на **достоверной информации** о запасах нефти, газа и других ископаемых.
2. Критерием отнесения запасов УВ к соответствующей категории должна быть **показатели точности** их оценки.
3. Для повышения точности измерений коэффициента пористости, нефтенасыщенности и газонасыщенности необходим расширенный комплекс **эталонов пористых пластов** для типовых геолого-технических условий.  
Для контроля текущего КИН методами ИНГК требуются эталоны нефтеводонасыщенного пласта.
4. Допускать к измерениям следует только аппаратуру, **получившую единицу** от государственного гео-эталона.



# ВЫВОДЫ

5. Министерству природных ресурсов и экологии России необходимо **принять меры по повышению точности** измерений параметров залежей нефти, газа и конденсата через Федеральную целевую программу, включая разработку государственных гео-эталонов и стандартов.
6. Для обеспечения единства и требуемой точности оценки запасов нефти и газа в странах ЕАЭС и взаимного признания результатов измерений необходимо создание **Евразийского Научного Центра Гео-эталонов** для первичной калибровки геофизической техники. Требуется разработка межгосударственных стандартов.

*БЛАГОДАРИЮ ЗА ВНИМАНИЕ*