



ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ



# Реологические свойства буровых растворов

Курс «Буровые технологические жидкости»

## Лекция 3

доц., канд. хим. наук

**Минаев Константин Мадестович**

4 апреля  
2016



**Реологические свойства раствора** оказывают значительное влияние на ряд важных факторов успешного бурения скважины, включая:

- контроль давления в скважине для предотвращения проявлений пластовых флюидов;
- обеспечение на выходе из насадок долота кинетической энергии потока, необходимой для повышения механической скорости бурения;
- обеспечение устойчивости ствола скважины в интервалах с высокими поровым и горным давлениями;
- эффективность удаления выбуренной породы (шлама) из скважины;
- способность раствора удерживать шлам и материал-утяжелитель во взвешенном состоянии в статических условиях;
- возможность осуществлять очистку раствора от шлама и газа на поверхности.



**Реология и гидродинамика** – это две взаимосвязанные части механики жидкостей.

**Реология** – это наука о поведении различных текучих и пластичных тел при механическом нагружении. В основном реология изучает связи между деформациями или скоростями деформаций с действующими в жидкостях напряжениями. Математические выражения этих связей называются **реологическими моделями жидкостей**.

В свою очередь реологические модели используются в решении задач **гидродинамики** - науки, изучающей как собственно движение жидкостей, так и воздействие жидкостей на обтекаемые ими тела.

Применительно к буровым растворам их механические свойства должны быть количественно выражены параметрами соответствующих реологических моделей, а затем эти параметры могут быть использованы для решения инженерных гидродинамических задач при бурении скважин.



Реологические свойства конкретных жидкостей устанавливаются **экспериментальными методами**. Изменяя реологические характеристики бурового раствора, можно определить, как этот раствор будет течь при различной температуре, давлении и скорости сдвига.

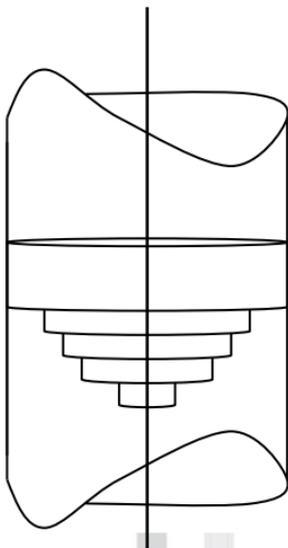
**Вязкостью** в широком смысле может быть названа способность среды сопротивляться течению.

В такой трактовке термин **«вязкость»** является наиболее общей характеристикой текучести жидкости и может аккумулировать в себе не только собственно вязкостные свойства жидкостей, но и их пластические и тиксотропные свойства. Вот почему в зависимости от метода определения существуют различные показатели вязкости (и соответствующие термины, относящиеся к вязкости)



В нефтяной промышленности используются следующие термины, связанные с вязкостью и другими реологическими характеристиками буровых растворов (в скобках приведены единицы измерения):

- Условная вязкость /Funnel viscosity/ (сек/кварта или сек/л)
- Эффективная вязкость /Effective viscosity/ (сП или мПа · сек)
- Кажущаяся вязкость /Apparent viscosity/ (сП или мПа · сек)
- Пластическая вязкость /Plastic viscosity/ (сП или мПа · сек)
- Предельное динамическое напряжение сдвига /Yield point/ (фунт/100 фут<sup>2</sup> или дПа)
- Коэффициент консистенции /Consistency index/ (дПа · с<sup>n</sup> или дн · с<sup>n</sup>/см<sup>2</sup>)
- Показатель нелинейности /Power Law index/ (безразмерная величина)
- Вязкость при низкой скорости сдвига /Low-Shear-Rate Viscosity/ (сП или мПа · сек)
- Предельное статическое напряжение сдвига /Gel strengths/ (фунт/100 фут<sup>2</sup> или дПа).



Если жидкость, протекающую через трубку, разделить условно на концентрические слои, то окажется, что эти слои движутся с различными скоростями, причем форма (эпюра) распределения скоростей имеет вид параболы.

Такое течение жидкости называется **ламинарным (струйным)**.



Отношение разности в скоростях соседних слоев  $\Delta u$  к расстоянию между ними  $\Delta r$  называется **скоростью сдвига**

$$\gamma = \Delta u / \Delta r.$$

Сила взаимодействия между двумя соседними слоями, перемещающимися относительно друг друга с определенной скоростью, зависит от рода жидкости, площади соприкосновения трущихся слоев и скорости сдвига (**закон внутреннего трения И. Ньютона**)

$$F = \mu S \gamma,$$

Где:

**F** – сила трения между двумя соседними слоями жидкости;

**$\mu$**  - динамическая вязкость (эффективная вязкость), зависящая от природы жидкости;

**S** – площадь соприкосновения слоев;

**$\gamma$**  - скорость сдвига.



Разделим обе части уравнения на  $S$ :

$$F / S = \mu \gamma,$$

где  $F / S = \tau$  - касательное напряжение, вызывающее сдвиг слоя.

$$[\tau] = F / S = \text{Н/м}^2 = \text{Па}.$$

Тогда в окончательном виде закон И. Ньютона запишется следующим образом

$$\tau = \mu \gamma$$

**реологическая модель ньютоновской (вязкой) жидкости.**

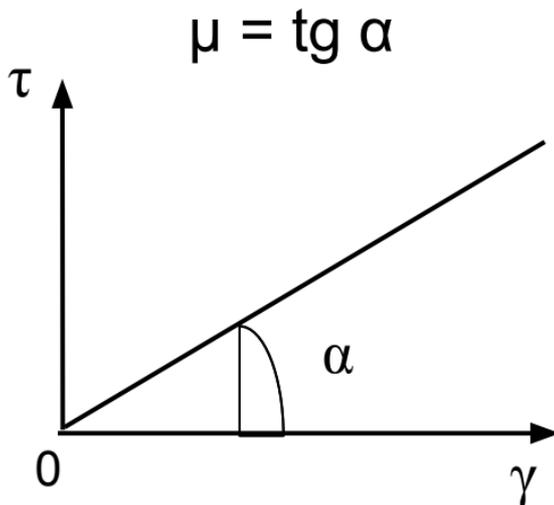
$$[\mu] = \tau / \gamma = \text{Па/с}^{-1} = \text{Па} \cdot \text{с}.$$

При температуре  $20,0 \text{ }^\circ\text{C}$  и давлении  $0,1 \text{ МПа}$  вязкость воды равна  $1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ .



**Реограмма** (график зависимости  $\tau = f(\gamma)$  ньютоновских (вязких) жидкостей представляет собой прямую линию, проходящую через начало координат.

Из графика следует, что для ньютоновских жидкостей динамическая вязкость остается неизменной при любой скорости сдвига (в трубах, в затрубном пространстве, в насадках долота) и геометрически представляет собой тангенс угла наклона реологической кривой к оси скорости сдвига.





**Буровые растворы, течение или реологическое поведение которых не подчиняется закону внутреннего трения И. Ньютона, называются **неньютоновскими**.**

**Различают два типа неньютоновских буровых растворов:**

- ✓ **псевдопластичные (ППЖ);**
- ✓ **вязкопластичные (ВПЖ).**

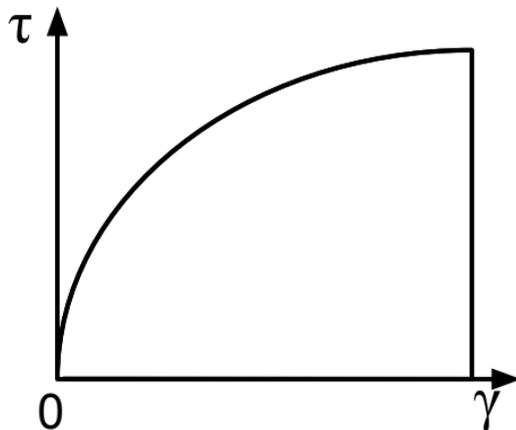


- Реограмма псевдопластичной жидкости проходит через начало координат и обращена выпуклостью к оси касательных напряжений сдвига. Отношение  $\tau/\dot{\gamma}$  (вязкость) такой жидкости при увеличении скорости сдвига уменьшается.

Реологическое поведение ППЖ описывается законом **Оствальда – де Ваала**

$$\tau = k(\dot{\gamma})^n,$$

где  $k$  – показатель консистенции, Па·с;  $n$  – показатель неньютоновского поведения ( $n < 1$ ).





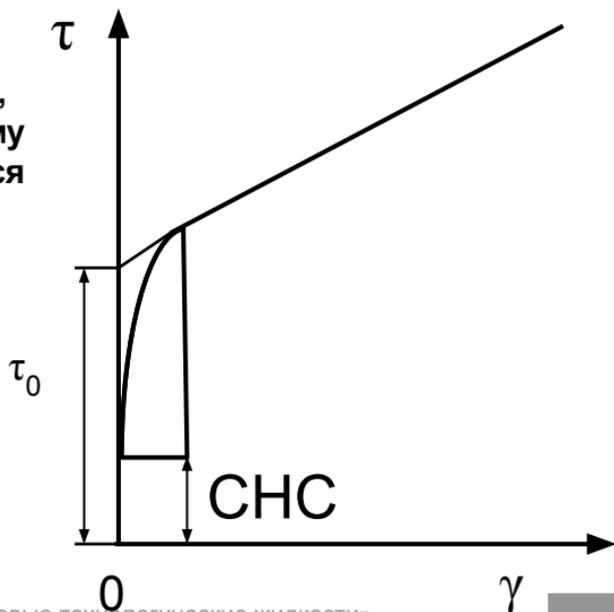
- Реограмма ВПЖ не проходит через начало координат, а начинается от точки на оси касательных напряжений сдвига и имеет прямолинейный участок.

Для скоростей сдвига, соответствующих линейному участку,  $\tau = f(\gamma)$  описывается законом **Бингама – Шведова**

$$\tau = \tau_0 + \eta \gamma,$$

где  $\tau_0$  - динамическое напряжение сдвига, Па (дПа);

$\eta$  - пластическая вязкость, Па·с (мПа·с).





Итак, по своему реологическому поведению все буровые растворы делятся на три типа:

- ✓ **НЬЮТОНОВСКИЕ** (вязкие) -  $\tau = \mu \cdot \dot{\gamma}$ , где  $\mu$  - динамическая вязкость (модель Ньютона);
  
- ✓ **НЕНЬЮТОНОВСКИЕ**:
  - **ППЖ** -  $\tau = k(\dot{\gamma})^n$ , где  $k$  – показатель консистенции;  $n$  – показатель неньютоновского поведения (модель Оствальда - де Ваале);
  - **ВПЖ** -  $\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}$ , где  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига;  $\eta$ - пластическая вязкость (модель Бингама – Шведова).

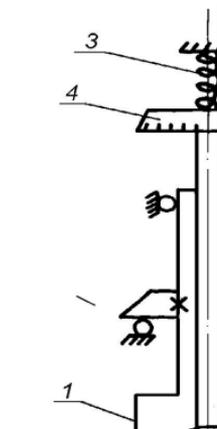


- Существует три подхода в выборе реологической модели:
- ✓ **априорный или эвристический подход**, когда реологические свойства бурового раствора характеризуют либо пластической вязкостью и динамическим напряжением сдвига (показателями модели Бингама – Шведова), либо показателями консистенции и неньютоновского поведения (показателями модели Оствальда - де Ваале);
- ✓ **апостериорный подход**, когда реологические свойства бурового раствора характеризуют показателями той из двух рассматриваемых моделей, которая наиболее адекватно, т.е. с меньшей погрешностью, описывает его реологическое поведение;
- ✓ **компромиссный подход**, когда реологические свойства бурового раствора одновременно оценивают показателями, входящими в модель Бингама - Шведова и Оствальда - де Ваале.

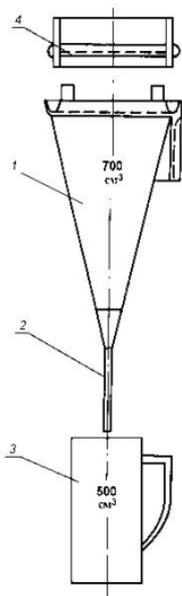


- **В циркуляционной системе скважины скорость сдвига меняется в очень широких пределах:**
  - ✓ в бурильной колонне от 100 до 500 с<sup>-1</sup>,
  - ✓ в УБТ от 700 до 3000 с<sup>-1</sup>;
  - ✓ в затрубном кольцевом пространстве от 10 до 500 с<sup>-1</sup>, чаще всего 100 с<sup>-1</sup>;
  - ✓ в насадках долот от 10 000 до 100 000 с<sup>-1</sup>

## Реологические свойства БР



Чтобы установить характер зависимости между касательными напряжениями и скоростями сдвига и определить значения показателей реологических свойств бурового раствора чаще всего используют **ротационные вискозиметры**, основу которых составляют два вертикально расположенных соосных цилиндра, в зазор между которыми заливается исследуемый буровой раствор.



Для оперативной оценки реологических свойств буровых растворов в нашей стране используют вискозиметр ВБР-1, представляющий собой стандартную воронку объемом  $700 \text{ см}^3$ , заканчивающуюся калиброванной трубкой диаметром 5 мм и длиной 100 мм.

Показателем реологических свойств в этом случае является **условная вязкость (УВ, с)** - величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению.

Условная вязкость определяется временем истечения  $500 \text{ см}^3$  бурового раствора через вертикальную трубку 2 из воронки 1, заполненной  $700 \text{ см}^3$  бурового раствора. В состав ВБР-1 так же входят мерная кружка 3 и сетка 4.

**Воронки Марша**, оснащена трубкой меньшей длины (50,8 мм) и меньшего диаметра (4,7 мм), но при этом ее воронка и мерная кружка имеют большую вместимость: соответственно  $1500$  и  $946 \text{ см}^3$ .



В нефтяной промышленности используются следующие термины, связанные с вязкостью и другими реологическими характеристиками буровых растворов (в скобках приведены единицы измерения):

- Условная вязкость /Funnel viscosity/ (сек/кварта или сек/л)
- Эффективная вязкость /Effective viscosity/ (сП или мПа · сек)
- Кажущаяся вязкость /Apparent viscosity/ (сП или мПа · сек)
- Пластическая вязкость /Plastic viscosity/ (сП или мПа · сек)
- Предельное динамическое напряжение сдвига /Yield point/ (фунт/100 фут<sup>2</sup> или дПа)
- Коэффициент консистенции /Consistency index/ (дПа · с<sup>n</sup> или дн · с<sup>n</sup>/см<sup>2</sup>)
- Показатель нелинейности /Power Law index/ (безразмерная величина)
- Вязкость при низкой скорости сдвига /Low-Shear-Rate Viscosity/ (сП или мПа · сек)
- Предельное статическое напряжение сдвига /Gel strengths/ (фунт/100 фут<sup>2</sup> или дПа).



**Кажущейся вязкостью (AV)** бурового раствора называют его эффективную вязкость при максимальной скорости сдвига

$1022 \text{ с}^{-1}$ , реализуемой в ротационном вискозиметре. Кажущуюся вязкость раствора легко рассчитать по формуле

$$AV (\text{мПа} \cdot \text{с}) = \frac{\Theta_{600}}{2}$$

где  $\Theta_{600}$  (фунт/100 фут<sup>2</sup>) - показания вискозиметра при 600 об/мин.

Согласно стандартам, разработанным Американским нефтяным институтом (API), кажущуюся вязкость бурового раствора можно выражать не только в миллипаскалях, умноженных на секунду (мПа\*с), но и в сантипуазах (сП). При этом численное значение вязкости остается одним и тем же, так как  $1 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 1 \text{ сП}$ . То же относится и к пластической вязкости раствора.



**Пластическая вязкость (PV)** – это один из двух параметров реологической модели Бингама, широко используемой для описания реологических свойств буровых растворов (второй параметр модели – динамическое напряжение сдвига).

$$PV \text{ (мПа} \cdot \text{с)} = \Theta_{600} - \Theta_{300}$$

Пластическая вязкость бурового раствора есть мера механического трения в жидкой фазе раствора диспергированных частиц твердой фазы, эмульгированной фазы, а также макромолекул полимеров.



На величину **пластической вязкости** влияют:

- концентрация твёрдой фазы;
- размер и форма твёрдой фазы;
- вязкость жидкой фазы;
- присутствие полимеров с линейным строением макромолекул и достаточно длинной молекулярной цепью;
- соотношение углеводородная фаза/вода (O/W) или синтетическая основа/вода (S/W) в инвертно-эмульсионных растворах;
- тип эмульгаторов в инвертно-эмульсионных растворах.

**Любое увеличение площади поверхности приведет к росту пластической вязкости**



**Динамическое напряжение сдвига ( $\Upsilon P$ )** наряду с рассмотренной выше пластической вязкостью является параметром реологической модели Бингама и вычисляется по показаниям ротационного вискозиметра следующим образом:

$$\Upsilon P \text{ (фунт/100 фут}^2\text{)} = \Theta_{300} - PV$$

Наличие у жидкости предельного напряжения сдвига (как статического, так и динамического) обусловлено существованием сил электрического и/или межмолекулярного притяжения диспергированных в жидкости частиц.

**Динамическое напряжение сдвига** зависит от: 1) концентрации зарядов на поверхности/сколах частиц твердой фазы раствора; 2) объемной концентрации твердой фазы; 3) концентрации и типов ионов в жидкой фазе.



**Динамическое напряжение сдвига ( $\Upsilon P$ )** наряду с рассмотренной выше пластической вязкостью является параметром реологической модели Бингама и вычисляется по показаниям ротационного вискозиметра следующим образом:

$$\Upsilon P \text{ (фунт/100 фут}^2\text{)} = \Theta_{300} - PV$$

Наличие у жидкости предельного напряжения сдвига (как статического, так и динамического) обусловлено существованием сил электрического и/или межмолекулярного притяжения диспергированных в жидкости частиц.

**Динамическое напряжение сдвига** зависит от: 1) концентрации зарядов на поверхности/сколах частиц твердой фазы раствора; 2) объемной концентрации твердой фазы; 3) концентрации и типов ионов в жидкой фазе.

**СПАСИБО  
ЗА ВНИМАНИЕ!**