



КОМТЭК



КУРС ОБУЧЕНИЯ ПО БУРОВЫМ РАСТВОРАМ



КОМТЭК

Реология буровых растворов

Реология – это наука о механическом поведении жидкостей и деформируемых твердых тел. В контексте буровых растворов реология изучает движение жидкостей и их физические свойства.

Реологическая модель – идеализированное математическое выражение связи между скоростью деформации жидкости и действующими в ней напряжениями.

Реологические модели жидкостей используются в гидродинамических расчётах (режим течения, профиль скоростей, потери давления и пр.) Изменение параметров реологической модели позволяет делать некоторые заключения о характере изменения компонентного состава и физико-химических свойств жидкости.



КОМТЭК

Ньютоновские и неньютоновские жидкости

У большинства жидкостей (вода, низкомолекулярные органические соединения, истинные растворы, расплавленные металлы и их соли) вязкость зависит только от природы жидкости и температуры. Такие жидкости называются ньютоновскими и силы внутреннего трения, возникающие в них, подчиняются закону Ньютона.

Неньютоновские жидкости – это жидкости, вязкость которых зависит от режима течения и градиента скорости. Это высокомолекулярные органические соединения, суспензии, эмульсии. Эти жидкости состоят из сложных и крупных молекул, которые могут образовывать пространственные структуры. Этот вид вязкости много больше, чем у ньютоновских жидкостей.

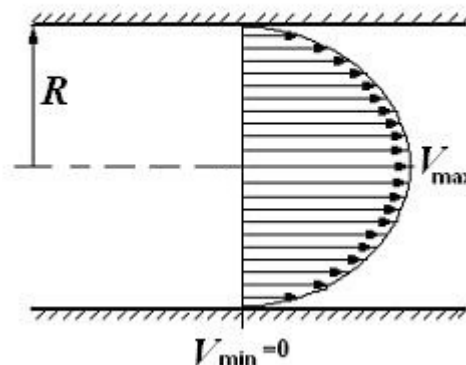
Для сдвига слоев жидкости при их течении необходимо затратить энергию не только на преодоление сил трения между слоями, но и на разрушение структурных образований, свойственных буровым растворам.



Деформация сдвига

При **ламинарном течении** в трубах, кольцевом пространстве, ротационном вискозиметре и т.п. жидкость подвергается деформации сдвига.

Деформацию сдвига можно представить в виде одномерного движения слоев жидкости друг относительно друга (как сдвигаемую в одном направлении колоду игровых карт). Однако, следует учитывать, что при таких сдвигах слои смещаются, частично увлекая за собой соседние.





Значение режима течения жидкости

При **турбулентном течении** жидкости в трубном и кольцевом пространстве линейность движения слоев нарушается и слои жидкости интенсивно смешиваются.

Наряду с основным продольным перемещением жидкости наблюдаются поперечные перемещения и вращательные движения отдельных объемов жидкости.

Турбулентное течение сопровождается пульсациями скоростей и давлений.

Переход от ламинарного режима к турбулентному наблюдается при определенной скорости движения жидкости. Эта скорость называется критической. Значение этой скорости прямо пропорционально кинематической вязкости жидкости и обратно пропорционально диаметру трубы.

Режим движения жидкости напрямую влияет на степень гидравлического сопротивления трубопроводов, что очень важно для осуществления гидравлических расчетов (потерь давления и ЭЦП).



Напряжение и скорость сдвига

Напряжение сдвига – сила сопротивления перемещению слоев жидкости.

$$\tau = \frac{F}{S} \quad [\text{Па}]$$

F сила, прилагаемая к слою жидкости;
 S площадь, на которую воздействует сила F .

Скорость сдвига – разница между скоростями двух слоев жидкости.

$$\gamma = \frac{\Delta V}{x} \quad [\text{с}^{-1}]$$

ΔV разность скоростей сдвигаемых относительно друг друга слоев жидкости;
 x расстояние между слоями.



Вязкость жидкостей

Для **ньютоновской** жидкости соотношение между напряжением сдвига и скоростью сдвига прямо пропорционально и определяется как вязкость μ :

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad [\text{Па} \cdot \text{с}]$$

Вязкость **ньютоновской** жидкости остается **постоянной** и является единственным параметром, характеризующим свойства потока.

Соотношение между напряжением сдвига и скоростью сдвига **неньютоновской** жидкости называется **эффективной вязкостью**.

Главное отличие от ньютоновской жидкости в том, что эффективная вязкость неньютоновских жидкостей **не является постоянной величиной** и зависит от скорости сдвига.



КОМТЭК

Эффективная вязкость неньютоновской жидкости

У большинства буровых растворов эффективная вязкость будет относительно высокой при низких скоростях сдвига и относительно низкой — при высоких скоростях сдвига.

На практике это означает, что раствор становится более жидким, если увеличивается расход промывочной жидкости (эффект «сдвигового разжижения»). Сдвиговое разжижение является очень благоприятной характеристикой для буровых растворов.

Эффективная вязкость жидкости будет относительно ниже при более высоких скоростях сдвига в таких местах, как бурильная труба и насадки долота. Аналогичным образом, эффективная вязкость раствора будет относительно выше при более низких скоростях сдвига в затрубном пространстве, где более высокая эффективная вязкость бурового раствора способствует выносу шлама из скважины.



КОМТЭК

Четыре Базовые модели жидкости

Модель жидкости представляет собой математическое представление напряжения сдвига производимого жидкостью в зависимости от скорости сдвига и параметров, уникальных для самой жидкости. Модели жидкости представлены графическим отображением напряжения сдвига (τ) в зависимости от скорости сдвига ($\dot{\gamma}$). Эти графики отображают поведения флюида с обозначением предела текучести, где кривая пересекает ось $\dot{\gamma}$.

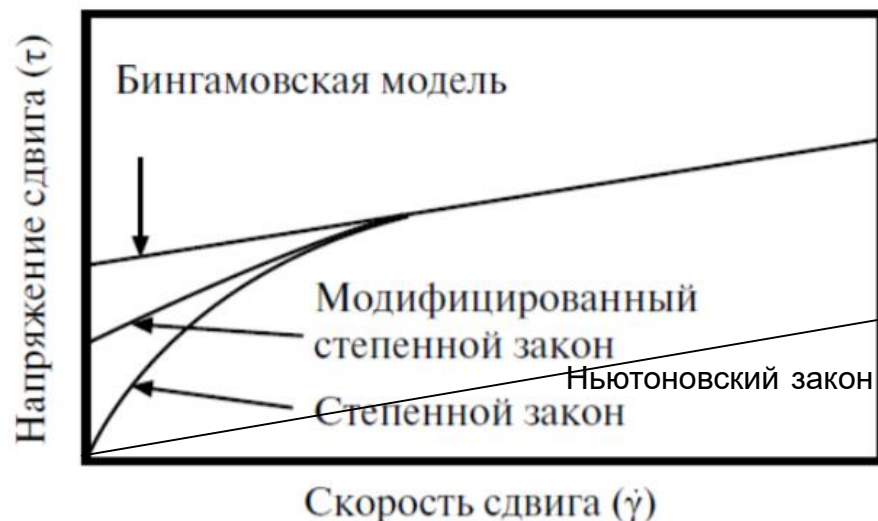


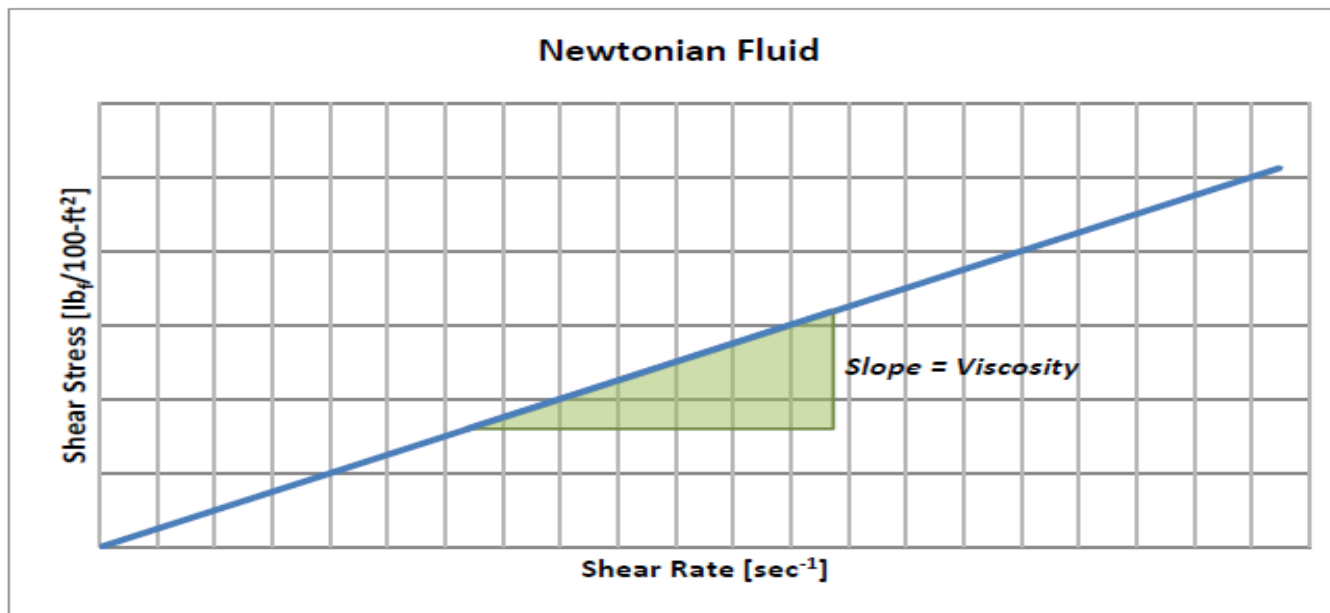
Рис.3.11. Сравнение реологических кривых для Бингамовской, степенной и Гершеля-Балкли модели



КОМТЭК Ньютоновская Жидкость

$$\tau = \mu \gamma$$

τ = напряжение сдвига(Па); γ = скорость сдвига(sec⁻¹);
 μ =вязкость(сП)





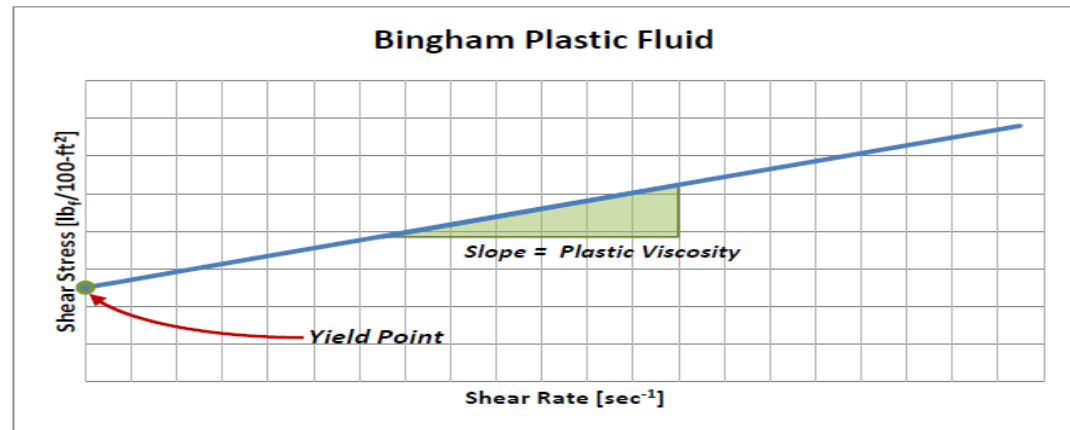
КОМТЭК

Бингамовские жидкости

$$\tau = PV\gamma + YP$$

■ τ = напряжение сдвига(Па); γ = скорость сдвига(сек-1);

■ PV – Пластическая Вязкость (сП);
■ YP – ДНС (Па);



Для начала движения неньютоновской жидкости требуется создать некоторое конечное напряжение. Такое напряжение называют «пределом текучести» или ДНС (YP – Yield Point). А предел, до которого может снижаться эффективная вязкость при увеличении скорости сдвига, называется «пластической вязкостью»

Модель Бингама хорошо описывает реологические свойства буровых растворов на водной основе с достаточно высоким содержанием бентонита.

ДНС (YP) и пластическая вязкость (PV) – основные реологические параметры бурового раствора (по ГОСТу и стандарту API).

Величина пластической вязкости определяется силами трения между частицами твердой фазы бурового раствора и трения в топологических зацеплениях молекул полимерных загустителей.

Величина ДНС определяется силой электрического взаимодействия между частицами активной твердой фазы (глины) в глинистом растворе и между молекулами полимера-структурообразователя в безглинистом растворе.



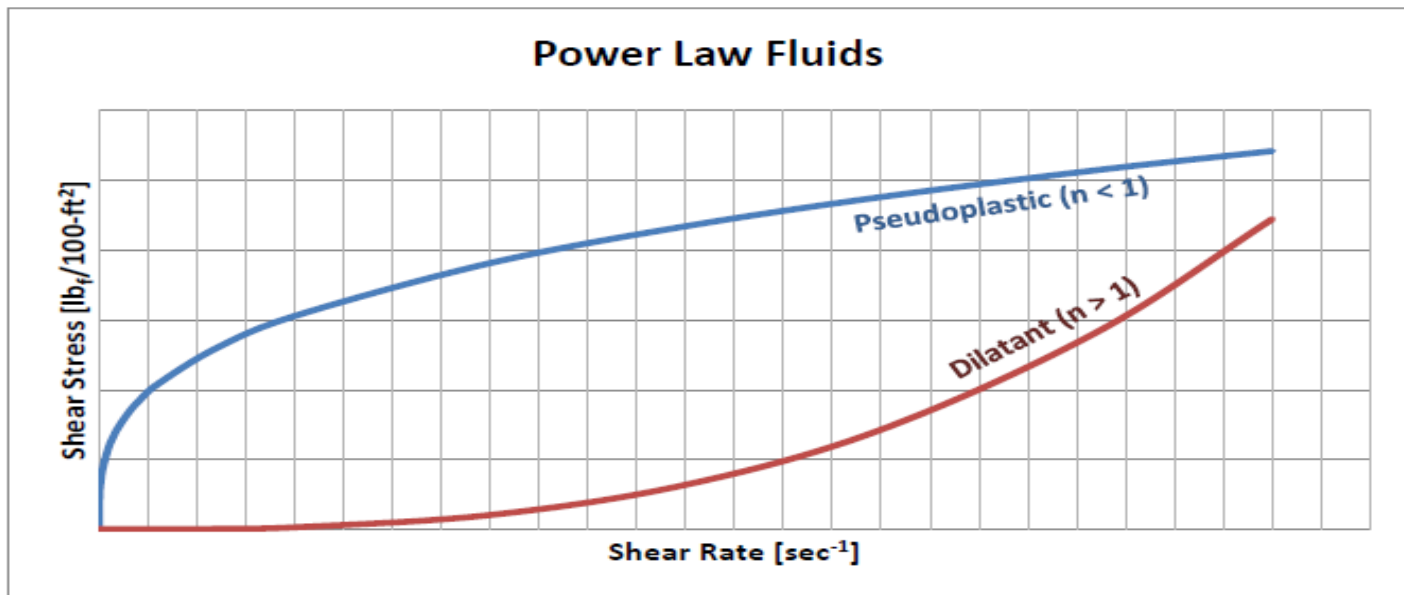
КОМТЭК

Жидкость, подчиняющаяся степенному закону

$$\tau = K' \gamma^{n'}$$

■ τ = напряжение сдвига(Па); γ = скорость сдвига(сек⁻¹);

■ K' = Индекс Консистенции (атм * секⁿ / м²); n' =индекс поведения





$$\tau^m = \tau_0^m + \mu_\infty^n \gamma^n$$

■ τ = напряжение сдвига(Па); γ = скорость сдвига(сек-1); τ_0 =Предел текучести; μ_∞ вязкость системы

| <i>Model</i> | μ_∞ | τ_0 | m | n |
|-----------------|--------------|----------|-----|------|
| Newtonian | μ | 0 | 1 | 1 |
| Bingham Plastic | PV | YP | 1 | 1 |
| Power Law | $K'^{1/n}$ | 0 | 1 | n' |



КОМТЭК Процедура определения

Переводим обороты вискозиметра в скорость сдвига

$$\gamma = 1.7023 \cdot RPM$$

Переводим показания в напряжение сдвига

$$\tau = 1.065 \cdot \theta$$

Перенести значения на график, где ось Y – напряжение сдвига, ось X – скорость сдвига

| <i>RPM</i> | <i>Dial</i> |
|------------|-------------|
| 600 | 245 |
| 300 | 150 |
| 200 | 115 |
| 100 | 94 |
| 60 | 78 |
| 30 | 52 |
| 6 | 40 |
| 3 | 38 |

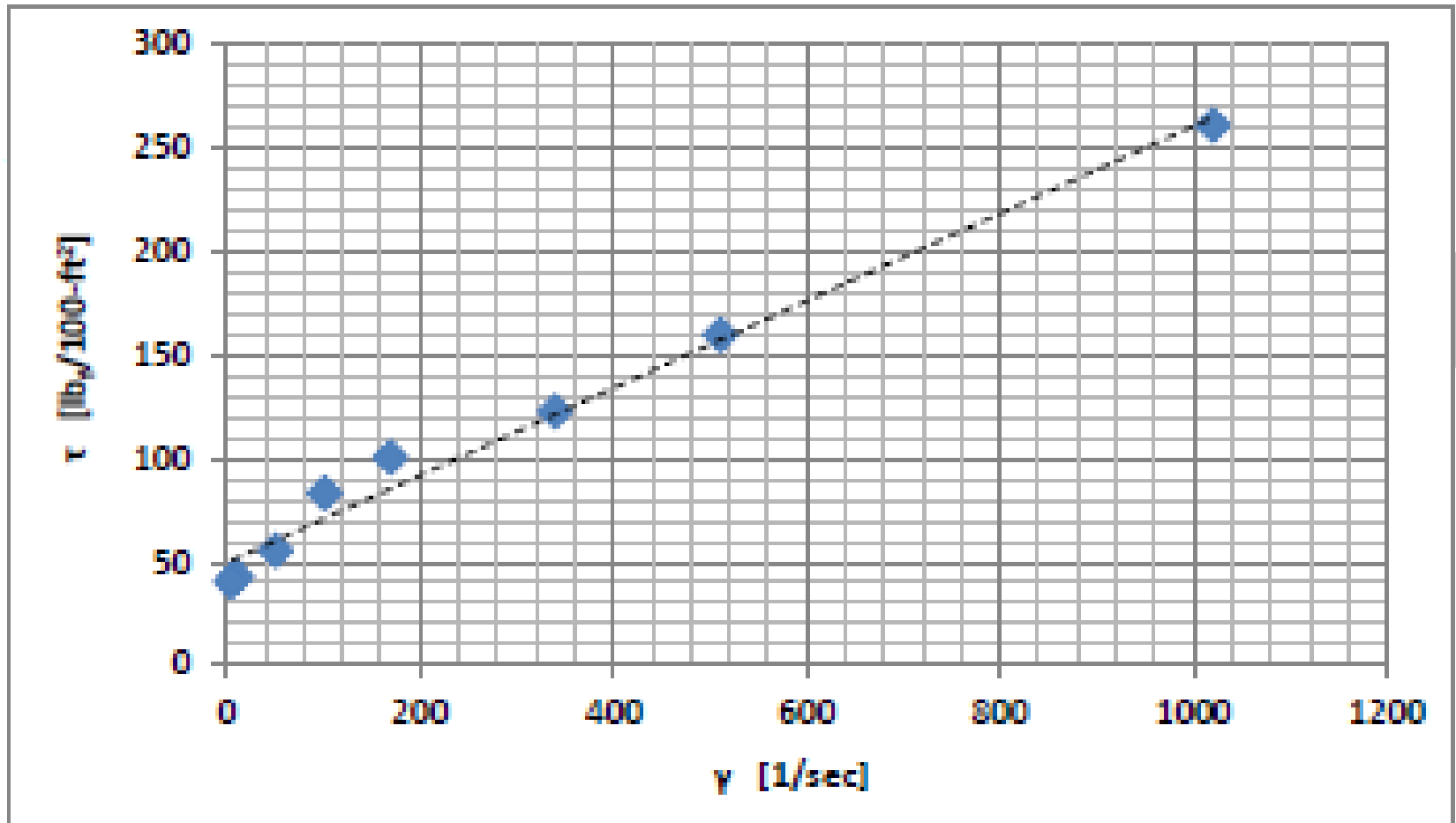
Осуществляем перевод

| <i>γ</i> | <i>τ</i> |
|----------------------------|--------------------------|
| 1022 | 260.9 |
| 511 | 159.7 |
| 341 | 122.5 |
| 170 | 100.1 |
| 102 | 83.1 |
| 51.1 | 55.4 |
| 10.2 | 42.6 |
| 5.11 | 40.5 |



КОМТЭК

Полученный график





КОМТЭК

Пластическая вязкость

Увеличивается:

1. С ростом концентрации и площади поверхности частиц глины, инертной выбуренной породы, барита.
2. При вводе в раствор КМЦ, ПАЦ, крахмала, полиакрилатов и т.п.

Уменьшается:

1. При очистке раствора от твердой фазы (отстойники, вибросита, гидроциклоны, центрифуги).
2. При разбавлении раствора водой.

Динамическое напряжение сдвига

Увеличивается:

1. С ростом концентрации и площади поверхности частиц глины.
2. При загрязнении бурового раствора галитом, ангидритом, гипсом, цементом, сероводородом, углекислотой.
3. При вводе барита.
4. При переобработках раствора карбонатом и бикарбонатом натрия.
5. При обработках раствора полимерами-структурообразователями.

Снижается:

1. При удалении твердой фазы.
2. При обработках раствора разжижителями-дефлокулянтами (лигнитами, фосфатами, лигносульфонатами).
3. Химической нейтрализации загрязнителей.
4. При разбавлении раствора водой.



Предельное статическое напряжение сдвига

В неподвижном буровом растворе образуется трехмерная структурная решетка, упрочняющаяся во времени. При течении раствора эта решетка разрушается. Жидкости, обладающие способностью восстанавливать структуру в статике и разрушать ее в динамике, называют тиксотропными, а само явление – **тиксотропией**.

Мера прочности тиксотропной структуры бурового раствора называется предельным статическим напряжением сдвига (СНС).

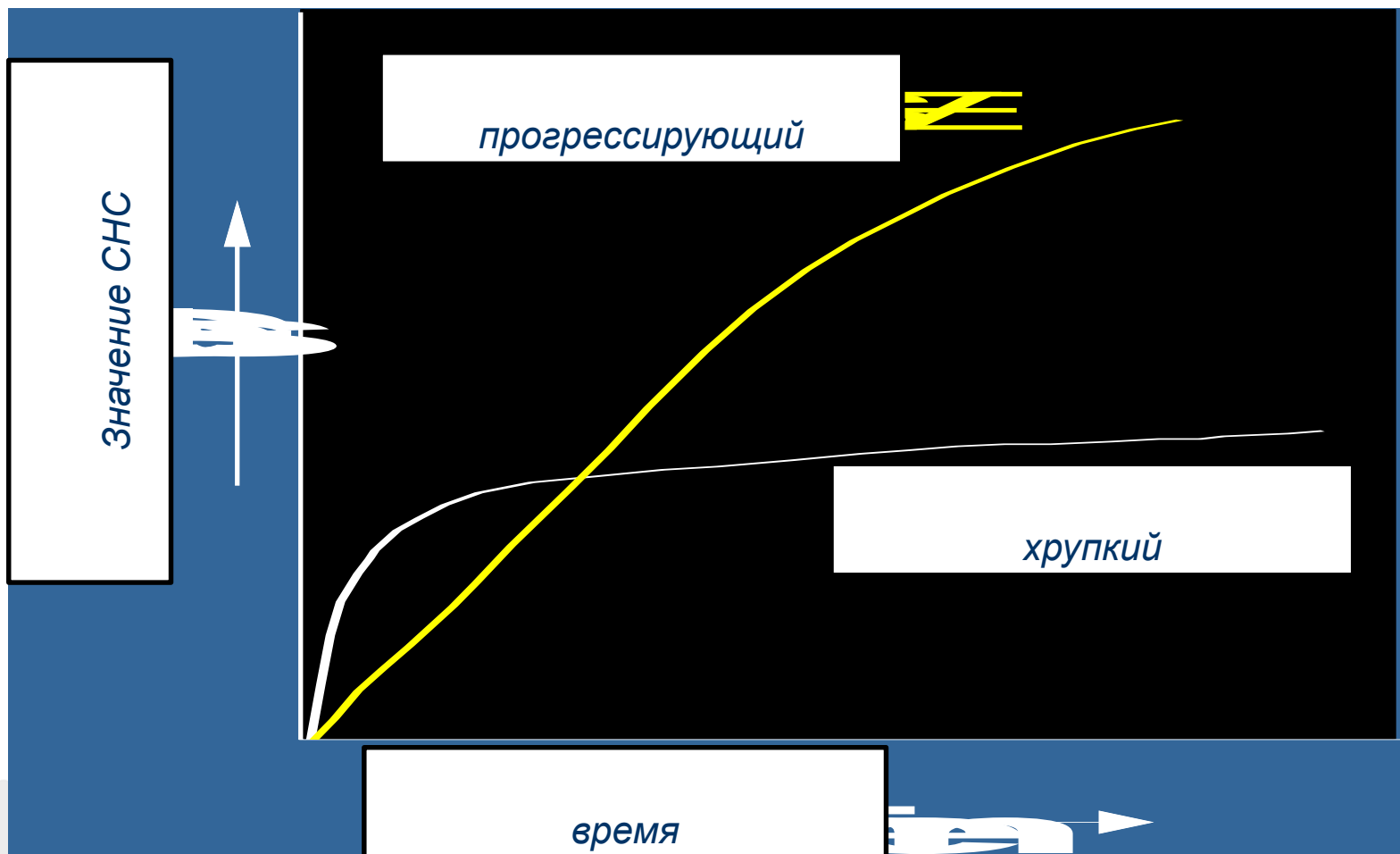
Величина СНС определяется электростатическими силами, действующими между частицами активной твердой фазы и макромолекулами полимеров.

В зависимости от природы структурной решетки СНС бывает прогрессирующим или хрупким. Прогрессирующее СНС не желательно и указывает на высокую концентрацию химически активной твердой фазы, ее флокуляцию (коагуляцию) вследствие химического загрязнения раствора.



КОМТЭК

Прогрессирующее и хрупкое СНС





КОМТЭК

Проблемы, вызываемые высокими СНС

1. Высокое пусковое давление на насосах при восстановлении циркуляции бурового раствора.
2. Высокая репрессия /депрессия на пласты во время спуско-подъемных операций (эффект поршневания).
3. Опасность гидроразрыва пластов, обрушения стенок скважины, газо-нефтепроявлений.
4. «Замораживание» шлама на нижней стенке наклонной или горизонтальной скважины.

Вязкость при низкой скорости сдвига (BHCC, LSRV)

Обтекание буровым раствором оседающих частиц шлама и распространение фильтрата бурового раствора по пласту характеризуются низкими значениями скорости сдвига.

BHCC – вязкость бурового раствора (или его фильтрата), измеренная при низких скоростях сдвига на вискозиметре Брукфильда.

При значении BHCC $> 25-35$ Па·с в случае использования безглинистого биополимерного бурового раствора обеспечивается приемлемая очистка ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин от шлама.

цилиндр для замера BHCC выбирается исходя из диапазона значений и необходимой точности измерения !!!



КОМТЭК

Эффективная вязкость

Эффективная (кажущаяся) вязкость бурового раствора характеризует изменения текучести бурового раствора и его физико-химического состояния.

Может быть использована для грубой оценки гидродинамических потерь давления.

$$\eta_{эф} = \frac{\theta_{600}}{2} \quad [\text{мПа} \cdot \text{с}]$$

θ_{600} — показания вискозиметра при 600 об/мин.



КОМТЭК

Гидродинамические расчеты

Основные гидродинамические расчеты, производимые на этапах проектирования и сопровождения буровых растворов на скважине:

1. Расчёт режима течения раствора в бурильной колонне и кольцевом пространстве скважины.
2. Расчёт гидродинамических потерь давления в элементах циркуляционной системы скважины.
3. Расчёт эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора.
4. Оценка транспортирующей способности раствора.
5. Оценка величины репрессии/депрессии на пласт при спускоподъёмных операциях.
6. Расчёт гидравлической мощности, развиваемой на долоте.



КОМТЭК

Режим течения бурового раствора в скважине

Режим течения бурового раствора в скважине определяется безразмерной величиной числа Рейнольдса (Re):

Ламинарный режим
 $Re < 2300$

Переходный режим
 $2300 < Re < 4000$

Турбулентный режим
 $Re > 4000$





Расчет числа Рейнольдса

В трубном пространстве:

$$Re = \frac{V \cdot D_{\text{труб.внутр.}} \cdot \rho}{\eta_{\text{эф}}}$$

V средняя скорость потока,
м/с (= Q [м³/с] / S [м²]);

D диаметр, м;

ρ плотность раствора,
кг/м³;

В кольце затрубного пространства:

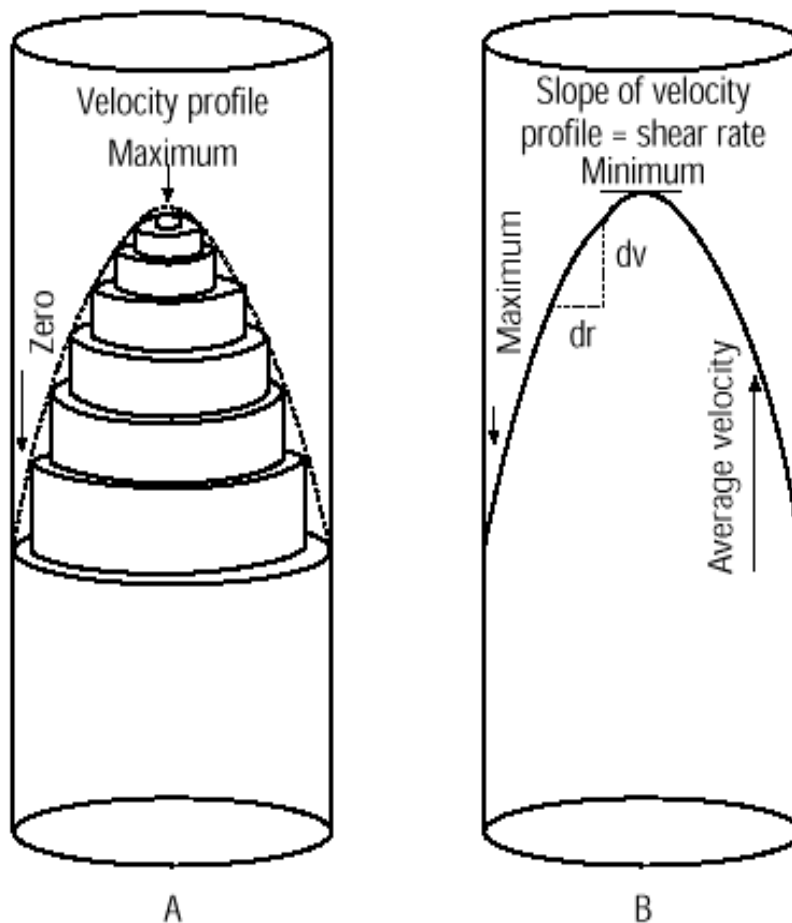
$$Re = \frac{V \cdot (D_{\text{скв.}} - D_{\text{труб. внутр.}}) \cdot \rho}{\eta_{\text{эф}}}$$

η_{эф} эффективная вязкость при
средней скорости сдвига,
Па·с (=мПа·с/1000).



КОМТЭК

Средняя скорость сдвига в трубах

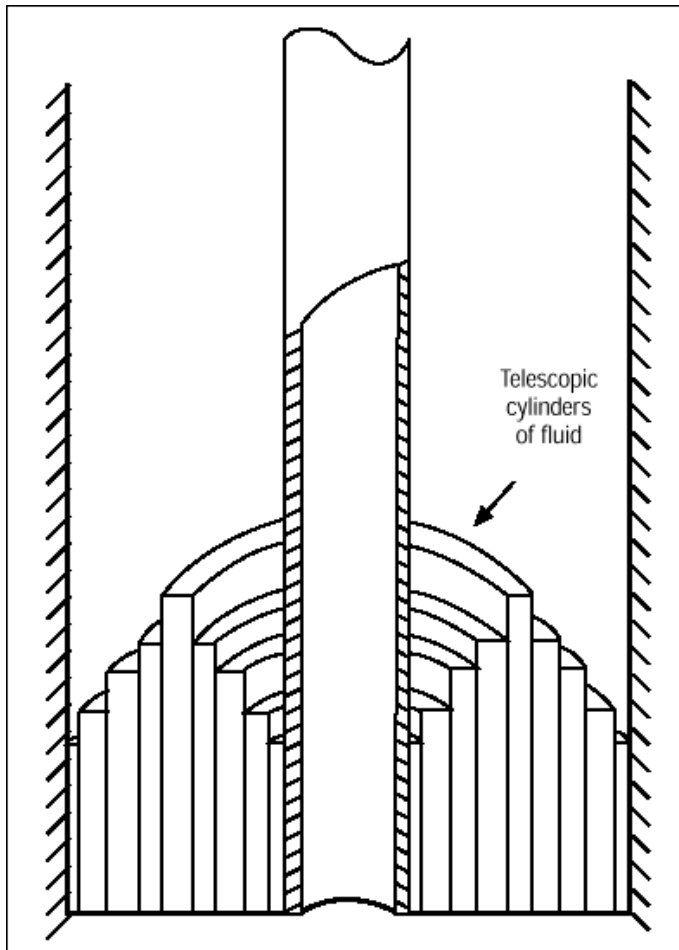


$$\gamma = \frac{8 \cdot V}{D_{\text{труб. внутр.}}}$$



КОМТЭК

Средняя скорость в кольцевом пространстве



$$\gamma = \frac{12 \cdot V}{D_{\text{скв.}} - D_{\text{труб. наружн.}}}$$



КОМТЭК

Расчет гидродинамических потерь давления

В трубах:

$$\Delta P = \frac{16}{\text{Re}} \cdot \frac{H}{D_{\text{труб.}}^{\text{внутр.}}} \cdot \frac{\rho \cdot V^2}{2}$$

В кольцевом пространстве:

$$\Delta P = \frac{24}{\text{Re}} \cdot \frac{H}{D_{\text{скв.}} - D_{\text{труб.}}^{\text{наруж.}}} \cdot \frac{\rho \cdot V^2}{2}$$



КОМТЭК

Гидродинамическое давление бурового раствора

При циркуляции буровой раствор создает гидродинамическое давление на забой:

$$P_{ГДД} = P_{ГСД} + \Delta P$$

$P_{ГДД}$ гидродинамическое давление циркулирующего через скважину бурового раствора;

$P_{ГСД}$ гидростатическое давление бурового раствора;

ΔP гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве скважины.



Эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора

Эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора на глубине H есть плотность раствора, гидростатическое давление которого на глубине H равно (эквивалентно) гидродинамическому давлению циркулирующего раствора:

$$\frac{P_{ГДД}}{g \cdot H} = \frac{P_{ГСД}}{g \cdot H} + \frac{\Delta P}{g \cdot H} \Rightarrow \rho_{эkv.} = \rho_{БР} + \frac{\Delta P}{g \cdot H}$$

$P_{ГДД}$ гидродинамическое давление циркулирующего через скважину бурового раствора;

$P_{ГСД}$ гидростатическое давление бурового раствора;

ΔP гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве скважины.