



## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Холбаев Бахром Махмудович<sup>1</sup>

Узаков Зафар Зоирович<sup>2</sup>

<sup>1</sup>кандидат технических наук, профессор

<sup>2</sup>доктор философии биологических наук, доцент

xolbayev\_b@mail.ru

<https://doi.org/10.5281/zenodo.7238922>

### ARTICLE INFO

Received: 27<sup>th</sup> September 2022

Accepted: 10<sup>th</sup> October 2022

Online: 22<sup>nd</sup> October 2022

### KEY WORDS

реологические и  
технологические свойства,  
агрессивные жидкости,  
полимерные реагенты, закон  
Герца-Кнудсена,  
бесглинистая фаза,  
малоглинистая фаза,  
глинистая фаза, критерий  
Фишера,

Роль нефти и природного газа в мировой экономике исключительно велика. Нефть, газ и продукты их переработки используются почти во всех отраслях экономики: на транспорте и в медицине, в судостроении и сельском хозяйстве, текстильной промышленности и энергетике [1, с.57, 2, с.76]. Поэтому в настоящее время огромное внимание уделяется к проблеме повышения эффективности выработки нефтегазовых скважин и снижения потери нефте- и газопродуктов, т. к. это приводит не только к экономическим, но и большим экологическим негативным последствиям [3, с.67, 4, с.72].

В этом аспекте для снижения энерго- и материальных затрат, а также

### ABSTRACT

*В статье приведены некоторые попытки математического моделирования свойств буровых растворов, а также полимерных реагентов, применяемых для этих целей.*

осложнений при введении буровых работ, нами предприняты некоторые попытки математического моделирования свойств буровых растворов, а также полимерных реагентов, применяемых для этих целей.

Математическое описание параметров буровых растворов, а также полимерных реагентов (вязкость, плотность, молекулярная масса, скорости, давления, температуры, концентраций компонентов) представляет сложную задачу математической физики. Эта система уравнений может быть получена как частный случай из общей математической модели процесса бурения скважин.



Итоговые гомогенные физико-химические и механические процессы

при бурении для этих реакций запишутся как:

$$\frac{dy_1}{dt} = -k_1 x_1 x_3^{0.25} T_1^{-0.25} \exp\left(-\frac{E_1}{RT_1}\right) = r_1 \quad (1)$$

где:  $x_1$  и  $x_2$  – предэкспоненциальные множители;  $y_1$  и  $y_2$  – молярно-массовая концентрация полимерных реагентов;  $x_1$ ,  $x_3$  – молярные концентрации полимеров;  $k_1$ ,  $k_2$  – предэкспоненциальные множители;  $E_1$  и  $E_2$  – энергии активации

соответствующих реакций;  $r_1$  и  $r_2$  – молярно-объемные скорости реакции. Для определения скорости бурения  $R_{2s}$  в многофазной среде – жидкой и вязкой фазе – используется аналог закона Герца – Кнудсена [4, с.89]:

$$\frac{dy_2}{dt} = -k_1 x_3^{1.5} x_5^{0.25} \frac{P_2}{T_1} \exp\left(-\frac{E_1}{RT_1}\right) = r_2 \quad (2)$$

где  $s_2$  – удельная поверхность буровой жидкости;  $M_2$  – молекулярная масса сополимера;  $A_s$  – эмпирический множитель;  $p_2$  – парциальное давление внутри скважины;  $\pi = 3,14$ ;  $E_{2s}$  – энергия

активации процесса бурения;  $k_{2s}$  – предэкспоненциальный множитель. Для нахождения парциального давления внутри скважины  $p_2$  в (2) используется закон Дальтона [4, с.54]. Тогда для  $p_2$  имеем выражение:

$$R_{2s} = \frac{S_2 M_2 A_s \varphi_2 \left[ k_2 s_2 \exp\left(-\frac{E_{2s}}{RT_1}\right) - p_2 \right]}{(2\pi R T_1 M_2)} \quad (3)$$

где  $M$  – молярная масса смеси;  $p$  – давление на скважине;  $S_2$  – массовая концентрация сополимеров.

Эффективные коэффициенты выработки и извлечения углеводородов определяются по формуле Фристрема – Вестенберга [4, с.90]:

$$P_2 = P c_2 \frac{M}{M_2} \quad (4)$$

$$D_\alpha = (1 - C_\alpha) \left( \sum_{j=1}^N \frac{X_j}{d_{\alpha,j}} \right)$$

$$d_{\alpha,j} = 1,66 \cdot 10^{-7} \frac{(M_\alpha + M_j)^{0.5}}{P \sigma_{j,\alpha} (\epsilon_{j\alpha} / kT)^{0.5}}$$

Формула для упруго – вязких характеристик компонентов бурового раствора  $\lambda_j, j = 1, 2, \dots, N$ , взята из [8]:

$$\lambda_j = \lambda_j^0 (0,115 + 0,35 C_{pj} / R); \lambda_5 = \sum_{i=1}^N \lambda_j C_j; \lambda_1^0 = 8,32 \cdot 10^{-2} \frac{\sqrt{MT}}{M_i \sigma_i \Omega} \quad (5)$$



где  $c_p, j$  – упругость (вязкость)  $j$ -го компонента при постоянном давлении;  $\Omega(2,2)$  – эмпирические постоянные [4, с.98].

Важное технологическое качество бурового раствора - удержание находящихся в нем частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При росте реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом увеличиваются энергетические затраты и затраты времени на

циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спускоподъемных операциях, что может стать причиной возникновения других осложнений, которых необходимо учитывать при моделировании процесса.

Коэффициенты теплоемкости компонентов жидко-вязкой фазы  $c_j / T^2$  ( $a_j, b_j, c_j$  – эмпирические постоянные) брались из [9], а значения величин  $c_p$  и  $\lambda_{is}$  в жидко-вязкой фазе взяты из [3, с.50]:

$$C_{p5} = \sum_{i=1}^N C_{pj} c_j; \lambda = \sum_{i=1}^N \lambda_{is} \varphi_i + \lambda_5 \varphi_5$$

$$R_1 = \eta_1 R_{1s} - M_1 r_1; R_2 = \eta_2 R_{1s} - R_{2s} + 2M_2 r_2$$

$$R_3 = -\eta_3 R_{3s} - M_3 r_1 / 2 - 2M_3 r_2; R_4 = M_4 (r_1 + r_2); R_5 = \eta_4 R_{1s} - M_5 r_2$$
(6)

где  $c_j$  – массовые концентрации компонентов жидко-вязкой фазы;  $N$  – число компонентов жидко-вязкой фазы;  $C_{pj}$  – теплоемкости отдельных

компонентов;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности многофазной среды;  $\lambda_{is}$  и  $\lambda_5$  – коэффициент теплопроводности компонентов жидко-вязкой фаз.

$$R_{1s} = k_{1s} P_{1s} \varphi_1 \exp(-E_{1s}/RT); R_{3s} = M_c / m_3 S_3 k_{3s} \varphi_3 \varphi_{3c} \exp(-E_{3s}/RT); R_{4s} = \alpha_4 R_{3s}$$
(7)

Массовые скорости физико-механических процессов бурения  $R_1, R_{1s}, R_2$  в уравнениях (2), (3)–(6) имеют вид:

$$\alpha_c = M_c / M_H - M_c; \eta_1 = M_1 / M_H; \eta_2 = M_2 / M_H; \eta_3 = M_3 / M_H; \eta_4 = M_4 / M_H$$
(8)

где  $R_1, R_{1s}, R_2$  – размерные величины, упомянутых выше скоростей процессов бурения, вязкости раствора и коэффициента выработки.

В связи с вышесказанным и предполагая в дальнейшем для математического моделирования и автоматизации процессы управления свойствами, был проведен ряд исследований, заглавной целью которых ставилось определение такого «экстремального параметра», управление которым имело бы

минимальную трудоемкость, а наблюдение его изменений не требовало длительных статистических замеров. Но, прежде чем рассматривать результаты промысловых и лабораторных исследований, хотелось бы разделить наиболее широко распространенные буровые растворы, подверженные риску наработки коллоидной фазы, на следующие группы по содержанию глинистой фазы: 1. Безглинистые (при приготовлении глинистое сырье не используется,



содержание коллоидной фазы в буровом растворе – не более  $15 \text{ кг/м}^3$ );

2. Малоглинистые (приготовление бурового раствора осуществляется на «бентонитовом молочке» - глинистой суспензии с невысоким содержанием коллоидной фазы; максимальное содержание – до  $45 \text{ кг/м}^3$ ).

3. Глинистые (основа бурового раствора – глинистая суспензия, концентрация коллоидной фазы зависит от требуемых структурно-механических характеристик).

Необходимо отметить, что данная классификация не дает полной картины о различных типах и системах буровых растворов, поскольку не рассматривает такие детали отдельных технологий как вид ингибитора, водородный показатель или тип и характер утяжелителя. Исследуя промысловые данные по использованию безглинистых растворов, можно наглядно увидеть взаимную зависимость параметров, таких как

пластическая вязкость, тиксотропность, МВТ и т.д. Приведенные ниже примеры, позволяют наглядно определить характер этой зависимости.

Смазочная добавка первоначально отсутствовала в составе промывочной жидкости. Основываясь на проведенных исследованиях и анализе теоретических материалов, рассмотренных нами выберем в качестве основополагающего параметра бурового раствора показатель пластической вязкости.

Как было указано выше, при бурении в интервалах глинистых пород наиболее эффективны условно-безглинистые и малоглинистые системы, с содержанием коллоидной фазы не более  $15 \text{ кг/м}^3$ . Следовательно, необходимо определить при каком значении пластической вязкости уровень наработки будет критическим. Это значение мы и примем за критическое. Это можно высчитать, используя предлагаемое уравнение 1:

$$k = (PV - PVO) / [\text{МВТ}] \quad (8)$$

Для рассматриваемого случая по данным промысловым исследований коэффициент  $k=0,67$ . Величина коэффициента указывает, что при постепенной наработке бурового раствора на  $1 \text{ кг/м}^3$ , величина пластической вязкости будет увеличиваться на  $0,67 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Условно

принимая в качестве критического уровня наработки концентрацию глинистой породы равную  $15 \text{ кг/м}^3$  (область перехода системы из безглинистого состояния в инкубационный участок). Критическая же величина пластической вязкости будет равна:

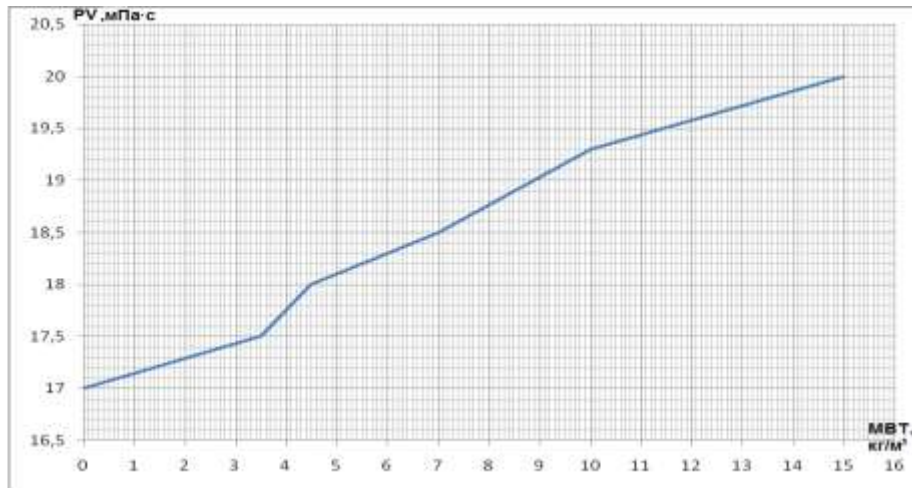
$$\begin{aligned} PVkr &= k \cdot 15 + PVO \\ PVkr &= 22 \end{aligned} \quad (9)$$

Это означает, что по достижении параметра пластической вязкости величины  $22 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  возможен переход бурового раствора в так называемое «инкубационное» состояние, при

котором, несмотря на отсутствие роста пластической вязкости, продолжается процесс активной наработки бурового раствора. Используем данные параметров бурового раствора №2 из

таблицы 1. Масштабируем наиболее интересный нас участок и

перестроим его в следующем виде (рис. 1).



**Рис.1. Зависимость пластической вязкости от концентрации коллоидной фазы для разработанного бурового раствора.**

Используя предлагаемую нами механику расчета можно определить коэффициент  $k = 0,22$ . Следовательно,

характеризующая данную зависимость линейная функция будет иметь вид:

$$PV = 0,22 \cdot [МВТ] + PVO \quad (10)$$

График соответствующей фактической линейной функции изображен на рис.1. Оценим адекватность предлагаемой нами модели при помощи критерия Фишера. Критерий Фишера (F-критерий) применяется при проверке гипотезы о равенстве дисперсий двух генеральных совокупностей, распределенных по нормальному закону. F-критерий Фишера называют дисперсионным отношением, так как он формируется как отношение двух

сравниваемых несмещенных оценок дисперсий. В нашем случае производится сравнение дисперсии функции зависимости пластической вязкости от концентрации коллоидной фазы и фактической линейной функции. Рассмотрим две выборки значений, соответствующих соответственно экспериментальным данным и фактической линейной функции (рис. 1), представленные соответственно в таблицах 1 и 2.



Таблица 1.

Выборка значений функции по рис.2.

PV (xi)	18	18,5	19	19,4
---------	----	------	----	------

Таблица 2.

Выборка значений функции по рис.3

PV (xi)	18	18,5	19,2	19,8
---------	----	------	------	------

Критерий Фишера будет определяться по формуле:

$$F = \frac{\sigma_1^2}{\sigma_2^2} \quad (10)$$

где и соответственно выборочная дисперсность для обоих графиков. В свою очередь дисперсию можно определить, как

$$\sigma_2^{2n} = \frac{1}{2} + \frac{nx}{1!} + \frac{n(n-1)x^2}{2!} + \dots \quad (11)$$

Откуда путем математических вычислений получим:

$$\sigma_1^2 = 0,75$$

$$\sigma_2^2 = 0,65$$

Критерий Фишера равен  $F=1,18 < F_{кр}$  (согласно табличных значений), а следовательно модель можно считать адекватной. Аналогично доказывается адекватность линейной модели для остальных приведенных случаев. Что подтверждает возможность применения данных методов для условно - безглинистых систем. В связи с этим в процессе бурения скважины в интервалах глинистых пород на основании опыта бурения на конкретном месторождении рекомендуется заранее прогнозировать

структурно-механические характеристики таким образом, чтобы допустимые пределы изменения пластической вязкости бурового раствора определялись расчетной величиной ее критического значения. Таким образом, можно рекомендовать для применяемого бурового раствора поддерживать величину пластической вязкости в пределах 8 - 16 мПа·с, предполагая, что при поддержании ее в рамках данных значений, буровой раствор будет иметь приемлемый уровень концентрации глинистой фазы.

## References:



1. Андресон Б.А., Бочкарев Г.П. Растворы на полимерной основе для бурения скважин. // РНТС. Сер. бурение. М.:ВНИИОЭНГ. - 2016. - Вып. 6.
2. Витрик В.Г., Мрозек Е.Р., Петунин А.И., Каралаш Н.В., Мрозек Р.Е. Разработка и промышленные испытания нового типа полимеркалиевого бурового раствора. // Нефт.хоз-во. 2017. - № 8-9. - С. 19-21.
3. Григоращенко Г.И. Применение полимеров в добыче нефти.-М.: Недра,2018.-212 с.
4. Сидоров Н.А., Вахрушев Л.П., Серенко И.А., Шишкова Г.В. Полимерные буровые растворы. // РНТС. Сер. техника и технология бурения скважин.- М.: ВНИИОЭНГ. 2008.
5. Холбаев Б.М. и др. Эффективные стабилизаторы для буровых растворов из техногенных отходов и вторичных ресурсов. Монография. -Ташкент :издательства «VORIS-NASHRIYOT», 18.06.2021. -172 с.
6. Холбаев Б.М. и др. Современное состояние проблемы разработки реагентов-стабилизаторов к буровым растворам. // Academy. Научно-методический журнал. - Москва, - № 7 (70), 2021. - С.12-15.
7. Холбаев Б.М. и др. Свойства буровых растворов. // Научный журнал. Научно-методический журнал. -Москва, - № 6 (61), 2021.- С.4-6.
8. Холбаев Б.М. и др. Мониторинг разработки реагентов-стабилизаторов к буровым растворам. // Проблемы науки. Научно-методический журнал.-Москва, - № 7 (66), 2021.- С.11-14.
9. Холбаев Б.М. и др. Химические реагенты для обработки буровых растворов. // Проблемы науки. Научно-методический журнал.-Москва, - № 7 (66), 2021.- С.14-17.
10. Холбаев Б.М. и др. Классификация реагентов для регулирования свойств буровых промывочных жидкостей. // Проблемы науки. Научно-методический журнал.-Москва, - № 7 (66), 2021.- С.17-21.