

К ВОПРОСУ ИССЛЕДОВАНИЯ ВИБРАЦИОННОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПРИХВАТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Л. Б. Хузина¹, А. Ф. Шайхутдинова¹, Э. А. Кязимов*²

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

To the question of the study of a vibration device to eliminate seizures during the construction of oil and gas wells

L. B. Khuzina¹, A. F. Shaykhutdinov¹, E. A. Kazimov*²

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

²«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The drilling process is one of the most expensive steps in the construction of an oil well. Therefore, methods that reduce drilling costs without compromising the quality of well construction are always in demand by oil companies. As a rule, specialists in the field of drilling seek to increase the rate of penetration, reduce the number of round trips, eliminate accidents due to tool breaks, ensure uniform weight on bit, reduce time spent on eliminating complications, etc. Among these approaches, a special place is occupied by the technology of using vibration devices to prevent sticking of the drill string. The article presents theoretical studies of the operation of the device for dynamic impact on the bottomhole, allowing to assess the influence of design factors on its operation. The performed studies allow us to recommend the use of the device in a single bottomhole assembly to create pulsating flushing and dynamic loading of the bit. The obtained research results can be used in the design of downhole assemblies of various sizes with hydraulic vibrators for drilling wells.

KEYWORDS:

Well Drilling;
Horizontal Section;
Sticking;
Weight On Bit;
Device;
Vibration;
Friction.

*e-mail: elchin.kazimov@socar.az

<https://doi.org/10.53404/Sci.Petro.20230100038>

Введение

В России и в мире в целом, доля скважин с горизонтальным окончанием превышает половину всей проходки эксплуатационного бурения. Об этом свидетельствуют данные компаний, анализирующих ситуацию на нефтесервисном рынке, причем объемы горизонтального бурения продолжают расти быстрыми темпами, что вполне объяснимо, если учесть преимущества данного вида бурения. Однако этот вид бурения является весьма затратным с экономической точки зрения в связи с усложнением геофизических работ, необходимостью применения новых технологий, повышением требований к буровым растворам и значительными затратами на ликвидацию осложнений и т.д. Тем не менее, ориентируясь на потребности рынка, нефтесервисные компании активно развиваются в этом направлении [1-11].

Опыт бурения горизонтальных стволов нефтяных скважин показывает, что одной из основных причин низких технико-экономических показателей являются затяжки, посадки, зависания буровой колонны на стенках скважины, приводящие

к прихвату и/или слому скважинного инструмента и другого технологического оборудования. По причине сложности траектории горизонтальных скважин среди значительно влияющих факторов можно выделить большие силы трения буровой колонны о стенки обсадной колонны или ствола скважины [12]. Одним из основных источников отказов элементов компоновки низа буровой колонны (КНБК) являются вибрационные явления, основной причиной которых является эксцентричное вращение долота на забое [13-15]. Бурение скважин с вращением часто сопровождается колебаниями крутящего момента, которые обусловлены заклиниванием долота из-за высоких трений в открытом стволе, последующим его срывом и значительным увеличением оборотов долота над предполагаемыми (стик-слип эффект). Следствием данной проблемы являются повреждения резцов долот, поперечные и осевые колебания компоновки низа буровой колонны (КНБК) с образованием стрелы прогиба колонны буровых труб и резким ростом аварийности. Потеря устойчивости КНБК, в следствие возникновения

колебаний долота, ведет к резкому падению механической скорости бурения и величины проходки. Данные осложнения ведут к росту непроизводительного времени бурения [16-18].

Важнейшей задачей при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин является постоянный контроль оптимальных режимов бурения [19, 20]. Известно, что изменение осевой нагрузки обусловлено прежде всего силой сопротивления (трения), возникающей между бурильной колонной и стенкой скважины. Одной из распространенных причин снижения механической скорости при наклонном бурении (особенно горизонтальных скважин с протяженностью горизонтального участка более 1000 м.) является проблема недостаточного доведения осевой нагрузки на долото [21-23].

В последние десятилетия для повышения механической скорости бурения, сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта, снижения силы трения на горизонтальных участках скважин, а также уменьшения прихватоопасности элементов бурильной колонны находят все более широкое применение получили многочисленные конструкции вибрационных устройств продольных, крутильных и поперечных колебаний колонны, осцилляторов, вибродемферов, демфереров и др. [24-32].

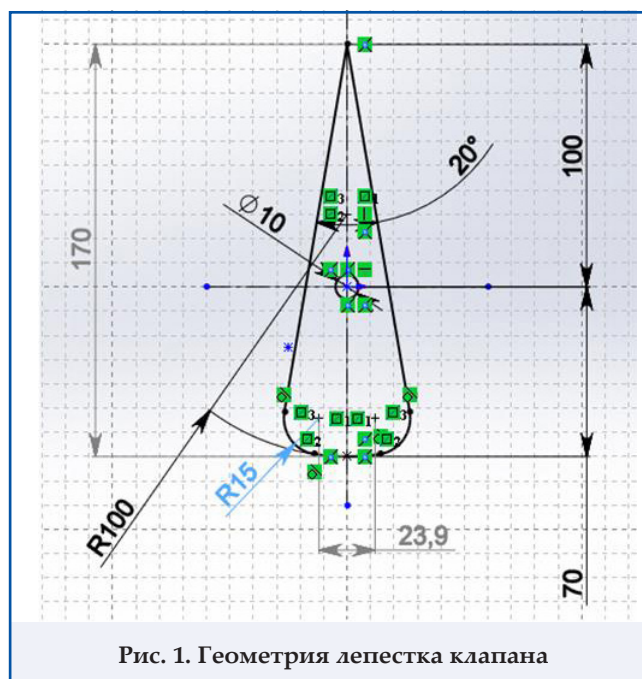
Испытания вибрационных устройств показали эффективность их использования:

- для повышения механической скорости бурения и проходки на долото, в т.ч. и при бурении долотами марки PDC;
- для сохранности столбика керна;
- для снижения аварийности бурильной колонны;
- для повышения качества вскрытия пласта бурением.

Однако до сих пор актуальными остаются вопросы, связанные с изучением вибраций и разработкой эффективных технических и технологических методов для предотвращения аварий и отказов элементов КНБК, сокращению непроизводительного времени, незапланированных простоев бурового оборудования и увеличению долговечности породоразрушающего инструмента и механической скорости бурения.

Методы

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института» ведутся исследования по совершенствованию и разработке оборудования для управления динамикой бурильного инструмента и элементов компоновок низа бурильных колонн – гидравлических вибрационных устройств.



Устройство создает высокочастотные малоамплитудные осевые колебания бурильной колонны, что приводит к уменьшению ее трения о стенки ствола. Благодаря этому улучшается передача нагрузки на долото при бурении в любом из режимов, а также существенно снижается интенсивность «прилипания-срывов» бурильной колонны в режиме ориентированного бурения. Конструкция разработанного устройства описана в [33]. Рабочим органом, совершающим вибрации, является клапан, сконструированный в форме лепестка (рис.1). Исследования работы данного устройства позволили оценить влияние конструктивных факторов и характеристик рабочей среды на его работу. Динамика лепестка клапана исследовалась численными методами в программе Mathcad при следующих допущениях:

1. Для описания движения достаточно рассмотреть один цикл, от начала открывания клапана до его закрытия.
2. Расход жидкости через клапан принимается зависящим линейно от угла поворота лепестка (максимальный расход Q_{\max} – в вертикальном положении, минимальный Q_{\min} – в предельном/крайнем положении)
3. Данные для нахождения присоединенного момента инерции взяты из [34].
4. Численные значения коэффициента гидродинамического сопротивления взяты из [35].
5. Масса лепестка клапана, момент инерции вычислены в программе SolidWorks для конкретных геометрических параметров и характеристик материала.

Обсуждение результатов

Характеристики рабочей среды:

Максимальный расход промывочной жидкости ($Q_{\text{мин}}$) = 0.035 ... 0.045 м³/с;

Минимальный расход промывочной жидкости ($Q_{\text{макс}}$) = 0.001 м³/с;

Плотность промывочной жидкости

($\rho_{\text{ж}}$) = 1000 ... 1200 кг/м³;

Динамическая вязкость промывочной жидкости (μ) = 5·10⁻³ ... 20·10⁻³ Па·с;

Характеристики гильзы (корпуса) клапана:

– ширина $H = 70$ мм;

– глубина $B = 70$ мм.

Характеристики лепестка клапана:

– толщина 50 мм;

– масса $m = 1.899$ кг;

– объем $V_{\text{леп}} = 0.00024189$ м³;

– центр тяжести (расположен на оси Y)

$Y = -11.6 \cdot 10^{-3}$ м;

– момент инерции $J = 0.00351678$ кг·м².

Оценим влияние присоединенного момента инерции:

$$J + J_{\text{пр}} = J \cdot (1 + k \cdot \bar{\rho}) \quad (1)$$

где J – момент инерции лепестка относительно оси вращения; $J_{\text{пр}}$ – присоединенный момент инерции; k – коэффициент присоединенного момента инерции ($k = 0.45 \dots 0.50$, определяется по [34]); $\bar{\rho} = \rho_{\text{ж}} / \rho_{\text{леп}}$ – отношение плотностей жидкости и материала лепестка.

Из (1) следует, что

$$J_{\text{пр}} = (k \cdot \bar{\rho}) J \quad (2)$$

С учетом численных значений (для плотностей жидкости и материала лепестка) получим:

$$J_{\text{пр}} = (0.05 \dots 0.10) J$$

Так как присоединенный момент инерции составляет по величине 5 ... 10% от момента инерции лепестка, то в прикидочных расчетах (в первом приближении) его можно не учитывать.

Так как проходное сечение клапана имеет прямоугольную форму, то в расчетах гидравлического сопротивления будет использоваться гидравлический (эквивалентный) диаметр сечения.

Согласно [35] имеем:

$$D_{\text{гидр}} = \frac{4 \cdot F}{\Pi} \quad (3)$$

где $D_{\text{гидр}}$ – гидравлический (эквивалентный) диаметр сечения; F – площадь сечения; Π – периметр сечения.

Коэффициент гидравлического сопротивления находим по [35] как для плоскоскошенного клапана в трубе прямоугольного сечения:

$$\xi = \frac{120}{\text{Re}} \cdot \frac{1 + 0.5 \cdot (1 + \sin \delta)}{(1 - \sin \delta)^2} + \left(1 - \frac{50}{\text{Re}}\right) \cdot \xi_{\text{кв}} \quad (4)$$

где $\text{Re} = \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot V \cdot D_{\text{гидр}}}{\mu}$ – число Рейнольдса; V – скорость потока жидкости в клапане при отсутствии лепестка (при полностью открытом проходном сечении); μ – динамическая вязкость жидкости; $\xi_{\text{кв}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий перекрытие проходного сечения (определяется по таблице/графику из [35]).

Перекрытие проходного сечения зависит от положения заслонки клапана (угла поворота δ). Применительно к рассматриваемой конструкции перекрытие прохода будет зависеть от положения лепестка (угла φ).

Соотношения между углами открытия заслонки δ и лепестка φ будут определяться выражениями

$$\delta = \arcsin \left(\frac{\sin \delta_{\text{макс}} \cdot \sin \varphi}{\sin \varphi_{\text{макс}}} \right) \quad (5)$$

$$\varphi = \arcsin \left(\frac{\sin \varphi_{\text{макс}} \cdot \sin \delta}{\sin \delta_{\text{макс}}} \right)$$

где $\delta_{\text{макс}}$ – максимальный угол перекрытия заслонки ($\delta_{\text{макс}} = 70^\circ$ [35]); $\varphi_{\text{макс}}$ – максимальный угол перекрытия лепестка (для рассматриваемых геометрических параметров $\varphi_{\text{макс}} = 20.5^\circ$).

Таким образом, из (5) и [35] имеем:

δ , градус	0	10	20	30	40	50	60	65	70
φ , градус	0	3.7	7.3	10.7	13.9	16.6	18.8	19.7	20.5
$\xi_{\text{кв}}$	0.50	0.65	1.60	4.00	9.40	24.0	67.0	120	215

Соотношение между углами показано на рисунке 2.

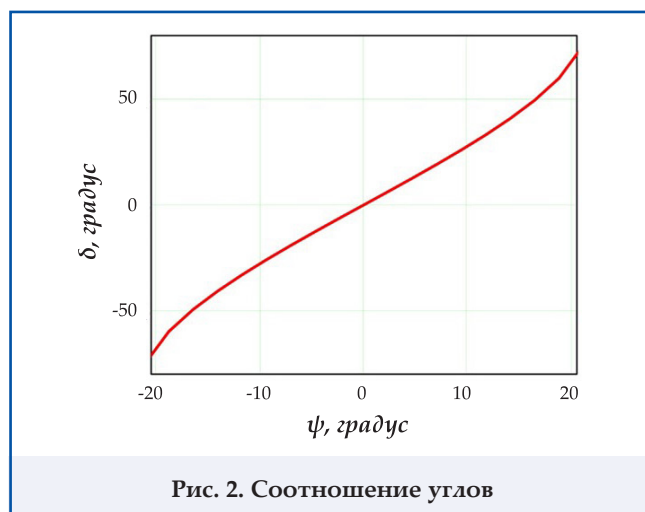


Рис. 2. Соотношение углов

Расход жидкости Q через клапан принимается зависящим линейно от угла поворота лепестка (максимальный расход Q_{\max} в вертикальном положении, минимальный Q_{\min} – в предельном/крайнем положении), т.е.

$$Q = Q_{\max} - \frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{\varphi_{\max}} \cdot \varphi \quad (6)$$

Исследование влияния коэффициента гидравлического сопротивления тракта клапана

Расчет динамики лепестка клапана выполнен для двух предельных случаев:

- синяя линия (максимальная величина коэффициента гидравлического сопротивления ξ и вследствие этого максимальные значения $F_{\text{гидр}}$ и $M_{\text{тр}}$);
- красная линия (минимальная величина коэффициента гидравлического сопротивления ξ и вследствие этого минимальные значения $F_{\text{гидр}}$ и $M_{\text{тр}}$).

Исходные данные: $Q_{\max}=0.035 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_{\min}=0.001 \text{ м}^3/\text{с}$; $\rho_{\text{ж}}=1000 \text{ кг/м}^3$; $\mu=5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Коэффициент гидравлического сопротивления

ξ , найденный по формуле (4), показан на рисунке 3.

Гидродинамическая сила, действующая на лепесток, определяется по формуле

$$F_{\text{гидр}} = \xi \cdot \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot V^2}{2} \cdot S \quad (7)$$

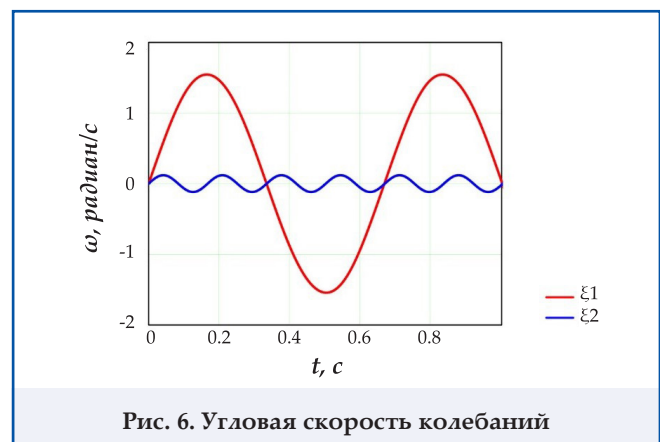
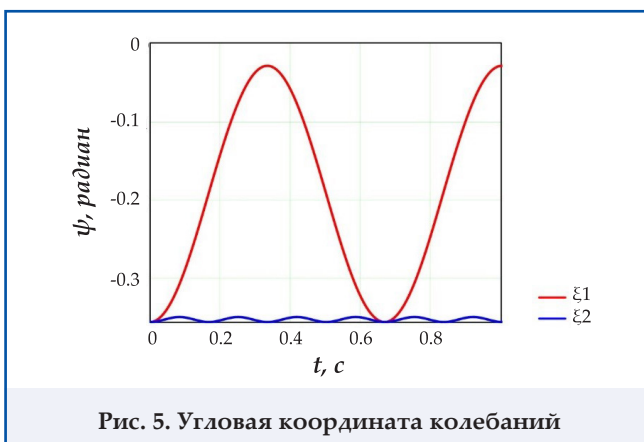
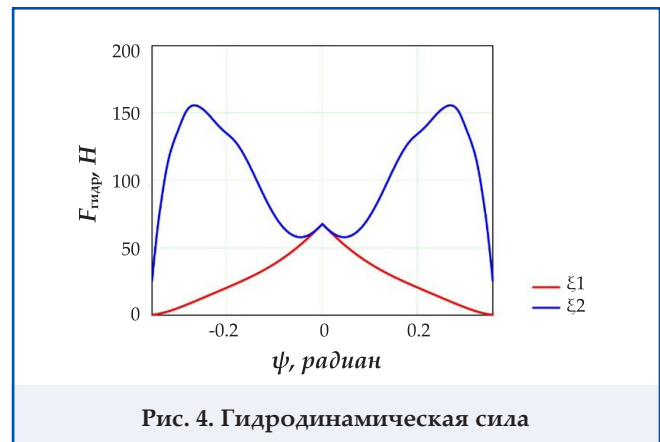
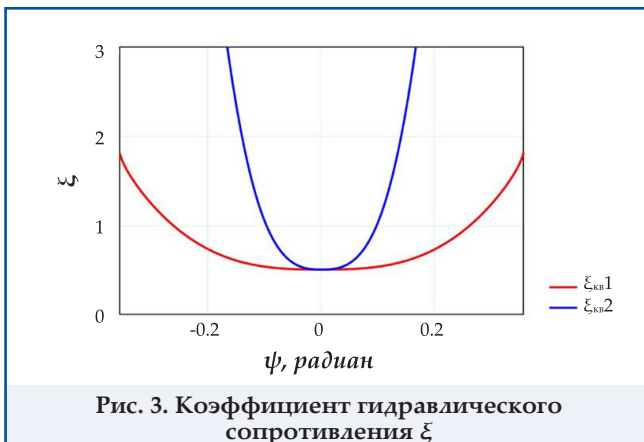
где S – площадь поперечного сечения лепестка.

Гидродинамическая сила показана на рисунке 4.

Параметры, характеризующие колебания лепестка, показаны на рисунке 5, 6.

Выводы:

1. Для синей линии (ξ_2). Происходит осцилляция в диапазоне $|\varphi|=0.3505 \dots 0.3576$ радиан ($|\varphi|=20.1^\circ \dots 20.5^\circ$). При заданных параметрах среды, геометрических и массовых характеристиках лепесток не может совершить перебеж/перекладку из одного крайнего положения в другое. Фактически лепесток прижат к стенке гильзы (корпуса) гидродинамической силой. Клапан не работает по своему функциональному назначению.
2. Для красной линии (ξ_1). Происходит осцилляция в диапазоне $|\varphi|=0.0285 \dots 0.3576$ радиан ($|\varphi|=1.6^\circ \dots 20.5^\circ$). При заданных параметрах среды, геометрических и массовых характе-



ристикх лепесток клапана приближается к вертикальному положению, но не может совершить перебег.

- Частота колебаний лепестка для красной линии меньше, чем для синей линии, т.е. при $\xi_1 < \xi_2$ имеет место $\nu_1 < \nu_2$ (рис. 5). Таким образом, с ростом коэффициента гидравлического сопротивления частота колебаний лепестка повышается.
- Подбором геометрии (профилированием) тракта клапана (лепестка, гильзы) можно добиться оптимального влияния гидродинамической силы $F_{гидр}$ на частоту колебаний лепестка.

Исследование влияния динамической вязкости жидкости

Исходные данные: $Q_{max}=0.035 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_{min}=0.001 \text{ м}^3/\text{с}$; $\rho_{ж1}=1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\mu1=5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\mu2=5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

С увеличением вязкости число Рейнольдса пропорционально уменьшается (рис. 7).

С увеличением вязкости гидродинамическая сила возрастает очень незначительно (рис. 8).

Изменение вязкости существенно сказывается на амплитуде колебаний лепестка (с увеличением

вязкости амплитуда уменьшается) и практически не сказывается на частоте колебаний (рис. 9). Аналогичное влияние оказывает изменение вязкости на угловую скорость колебаний (рис. 10).

Исследование влияния плотности жидкости

Исходные данные: $Q_{max}=0.035 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_{min}=0.001 \text{ м}^3/\text{с}$; $\rho_{ж1}=1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_{ж2}=1200 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\mu=5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

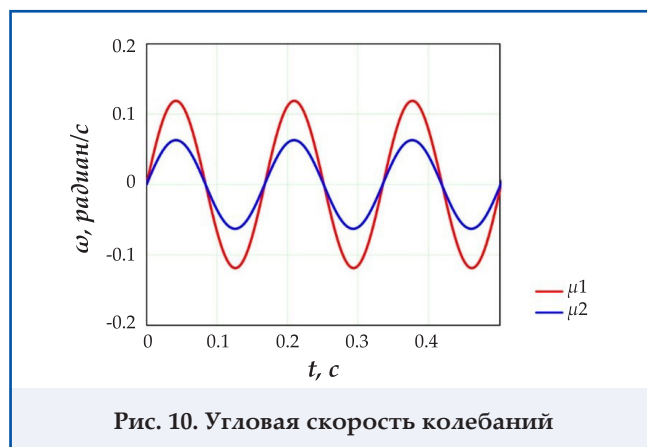
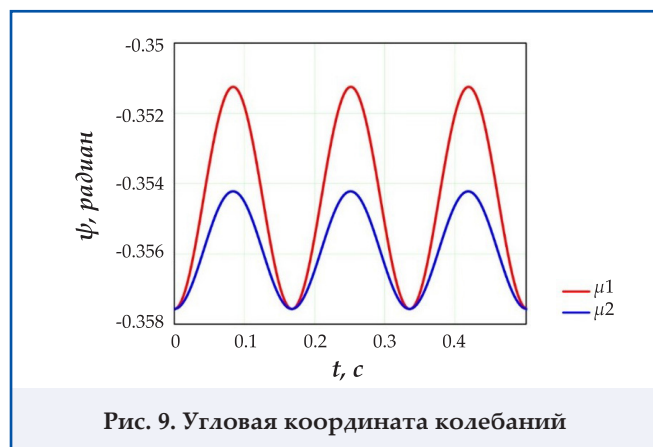
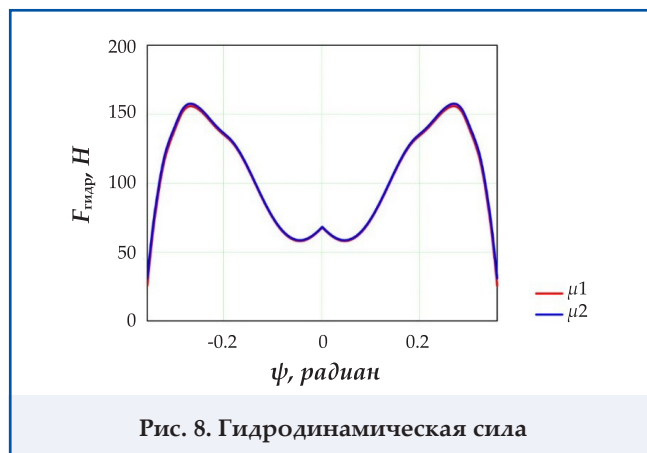
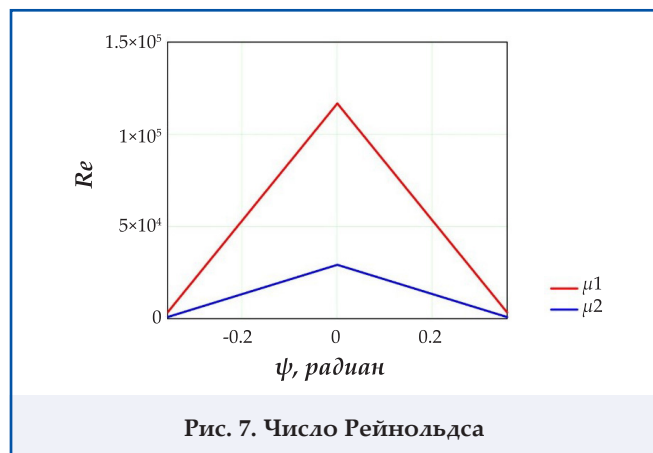
С увеличением плотности число Рейнольдса пропорционально увеличивается (рис. 11). С увеличением плотности гидродинамическая сила возрастает (рис. 12).

Изменение плотности существенно сказывается как на амплитуде колебаний лепестка (с увеличением плотности амплитуда уменьшается), так и на частоте колебаний (с увеличением плотности частота колебаний увеличивается) (рис. 13). Аналогичное влияние оказывает изменение плотности на угловую скорость колебаний (рис. 14).

Исследование влияния расхода жидкости

Исходные данные: $Q_{max1}=0.035 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_{max2}=0.045 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_{min}=0.001 \text{ м}^3/\text{с}$; $\rho_{ж}=1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\mu=5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

С увеличением скорости жидкости (увеличением расхода) число Рейнольдса пропорционально



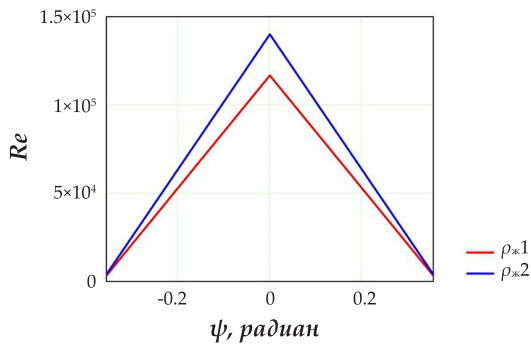


Рис. 11. Число Рейнольдса

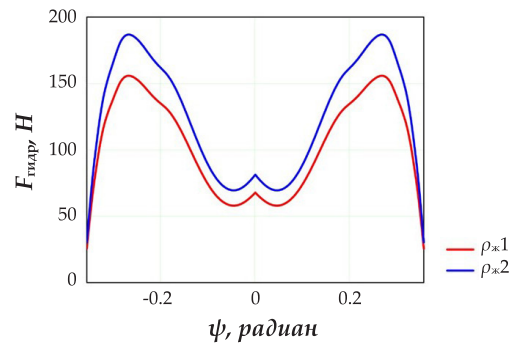


Рис. 12. Гидродинамическая сила

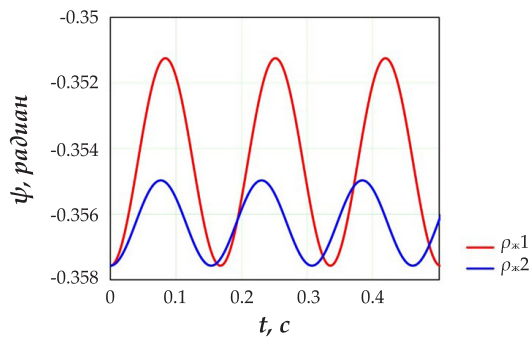


Рис. 13. Угловая координата колебаний

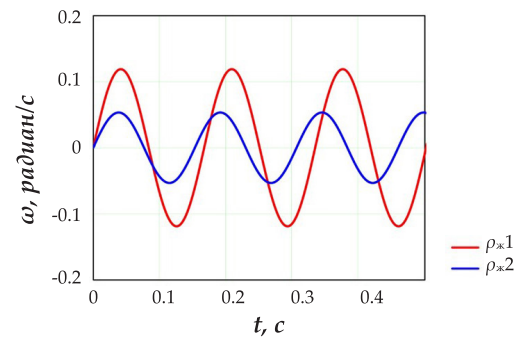


Рис. 14. Угловая скорость колебаний

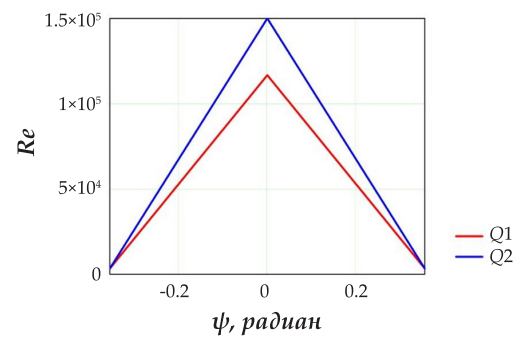


Рис. 15. Число Рейнольдса

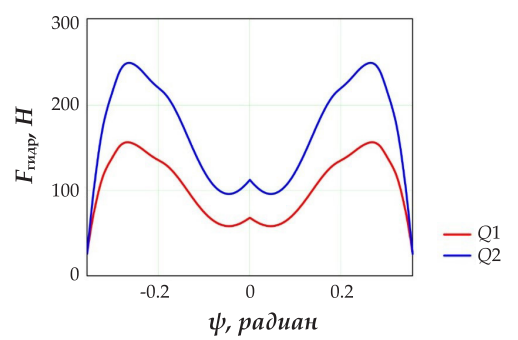


Рис. 16. Гидродинамическая сила

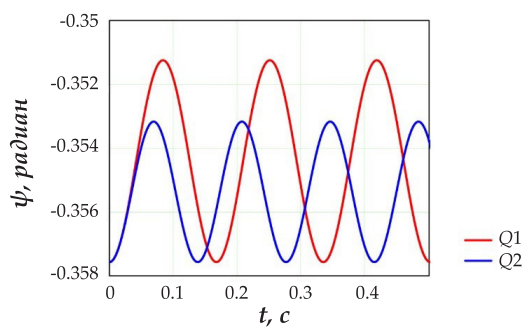


Рис. 17. Угловая координата колебаний

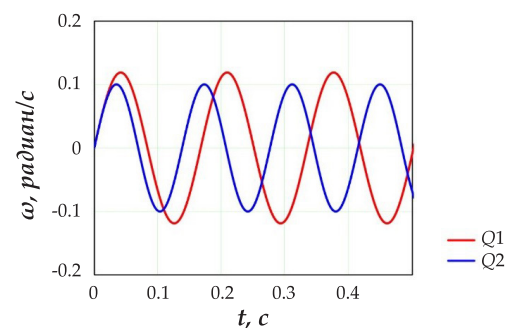


Рис. 18. Угловая скорость колебаний

увеличивается (рис. 15). С увеличением расхода гидродинамическая сила значительно возрастает (рис. 16).

Изменение расхода жидкости существенно сказывается как на амплитуде колебаний лепестка (с увеличением расхода амплитуда уменьшается), так и на частоте колебаний (с увеличением расхода частота колебаний увеличивается) (рис. 17). Аналогичное влияние оказывает изменение расхода жидкости на угловую скорость колебаний (рис.18).

Выводы:

1. Конструкция лепестка клапана, представленная на рисунке1, является одним из возможных вариантов и не исчерпывает всего многообразия вариантов. Данная конструкция служит для оценки величины момента инерции, объема и массы аналогичного реального устройства.
2. Соответствующее профилирование лепестка (верхней и нижней частей, т.е. выше и ниже оси вращения) позволит подобрать:
 - необходимый закон изменения расхода жидкости через клапан;
 - массогабаритные характеристики;
 - величину и точку приложения гидродинамической силы;
 - момент трения в опоре (как через изменение диаметра оси, так и соотношение сил, действующих на лепесток).
3. Помимо конструкции лепестка, важное значение имеет конструктивное исполнение гильзы (корпуса) клапана. Изменение пло-

щади проходного сечения влияет на скорость потока, обтекающего лепесток клапана. Как следствие, изменяются:

- величина гидродинамической силы;
 - коэффициент гидравлического сопротивления (вследствие взаимного влияния близкорасположенных элементов устройства – лепестка и гильзы);
 - максимальный угол отклонения лепестка от вертикали;
 - массовые и инерционные характеристики лепестка (вследствие возможного варьирования его толщиной).
4. Нецелесообразно силу гидродинамического сопротивления раскладывать на составляющие, нормальную к поверхности лепестка (силы давления) и тангенциальную (силы трения). В расчетах принято, что гидродинамическая сила действует в направлении оси потока.
 5. Соотношения (5) выведены в предположении, что коэффициент гидравлического сопротивления определяется не собственно углом поворота заслонки по отношению к оси клапана, а отношением площади открытия к общей площади тракта клапана [35]. Т.е. $\xi_{кв}$ – функция отношений перепускной площади (площади открытия в зависимости от угла поворота заслонки/лепестка) к общей площади тракта осциллятора (табл.1). Таким образом, определена «вилка», в которую попадает действительное значение ξ .

Заключение

1. Характеристики движения лепестка чрезвычайно чувствительны к величине коэффициента гидравлического сопротивления ξ . Поэтому необходимо исследовать как влияние формы лепестка, так и взаимное влияние элементов гидравлического тракта клапана. Таким образом, определение поправочных коэффициентов для ξ – сама по себе серьезная самостоятельная задача.
2. Существенное влияние на частоту колебаний оказывает момент инерции лепестка (т.е. его конструктивное исполнение).
3. С ростом коэффициента гидравлического сопротивления частота колебаний лепестка повышается.
4. С увеличением вязкости жидкости амплитуда колебаний лепестка уменьшается, при этом частоте колебаний практически не меняется.
5. С увеличением плотности жидкости амплитуда колебаний уменьшается, при этом частота колебаний увеличивается.
6. С увеличением расхода жидкости амплитуда колебаний уменьшается, при этом частота колебаний увеличивается.

Полученные авторами зависимости могут в дальнейшем использоваться при проектировании и модернизации гидравлических вибраторов для бурения скважин, применение которых позволит предупредить аварии и осложнения в процессе бурения (зависания, затяжки, прихваты и т.д.), снизить трение бурильной колонны о стенки скважины, довести осевую нагрузку до долота на горизонтальном участке и улучшить показатели бурения.

Литература

1. Питиримов, А. С., Куринов, В. А., Сайфуллин, Т. И. и др. (2021). Технологические решения по повышению эффективности процесса строительства скважин в ПАО «Татнефть». *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 8(344), 5-10.
2. Шмелев, В. А. (2022). Управление процессом бурения нефтяных и газовых скважин с целью повышения его эффективности. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 6(354), 5-12.
3. Гранов, А. П. (2022). Повышение показателей механического бурения скважин на основе автоматизации бурения и осцилляции верхнего силового привода. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 8(356), 18-24.
4. Щербakov, А. В., Бабушкин, Э. В., Кузнецов, В. Г. (2020). Опыт проектирования скважин сложной пространственной конфигурации. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 2(326), 5-9.
5. Зейналов, Р. М., Гусейнли, О. Б., Кязимов, Э. А. (2021). Применение инновационных и наукоемких технологий для повышения эффективности и безопасности бурения нефтегазовых скважин в Азербайджане. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 7(343), 9-14.
6. Maidla, E., Hacı, M., Jone, S., et al. (2005). Field proof of the new sliding technology for directional drilling. SPE-92558-MS. In: *SPE/IADC Drilling Conferences. Society of Petroleum Engineers*.
7. Sadlier, A. G., Laing M. (2011). Interoperability: An enable for drilling automation and a driver for innovation. In: *SPE/IADC Drilling Conferences. Society of Petroleum Engineers*.
8. Sadlier, A. G., Laing, M., Shields, J. A. (2012). Data aggregation and drilling automation: connecting the interoperability bridge between acquisition, monitoring, evaluation, and control. SPE-151412-MS. In: *IADC/SPE Drilling Conferences and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
9. Sherrard, D. W., Brice, B. W., MacDonald, D. G. (2013). Application of horizontal wells at Prudhoe Bay. *Journal of Petroleum Technology*, 39(11), 1417-1425.
10. Aadnoy, B. S., Cooper, I., Miska, S. Z., et al. (2009). Advanced drilling and well technology. USA: *Society of Petroleum Engineers*.
11. Zhivaeva, V. V., Lukyanov, S. A. (2020). New reality of directional drilling services during production decline and coronavirus pandemic. *IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World*, 133-139.
12. Щевелёв, А. А., Ишбаев, Г. Г. (2019). Обзор методов снижения сил трения при бурении горизонтальных скважин. *Нефтегазовое дело*, 3, 38-47.
13. Мингазов, Р. Р., Ишбаев, Г. Г., Балута, А. Г. и др. (2021). Снижение вибрации в процессе бурения путем совершенствования конструкции PDC долот. *Бурение и нефть*, 4, 14-17.

References

1. Pitirimov, A. S., Kurinov, V. A., Sayfullin, T. I. i dr. (2021). Tekhnologicheskiye resheniya po povysheniyu effektivnosti protsesssa stroitel'stva skvazhin v PAO «Tatneft'». *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 8(344), 5-10.
2. Shmelev, V. A. (2022). Upravleniye protsessom bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin s tsel'yu povysheniya yego effektivnosti. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 6(354), 5-12.
3. Granov, A. P. (2022). Povysheniye pokazateley mekhanicheskogo bureniya skvazhin na osnove avtomatizatsii bureniya i ostsillyatsii verkhnego silovogo privoda. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 8(356), 18-24.
4. Shcherbakov, A. V., Babushkin, E. V., Kuznetsov, V. G. (2020). Opyt proyektirovaniya skvazhin slozhnoy prostranstvennoy konfiguratsii. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2(326), 5-9.
5. Zeynalov, R. M., Guseynli, O. B., Kyazimov, E. A. (2021). Primeneniye innovatsionnykh i naukoemkikh tekhnologiy dlya povysheniya effektivnosti i bezopasnosti bureniya neftegazovykh skvazhin v Azerbaydzhane. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 7(343), 9-14.
6. Maidla, E., Hacı, M., Jone, S., et al. (2005). Field proof of the new sliding technology for directional drilling. SPE-92558-MS. In: *SPE/IADC Drilling Conferences. Society of Petroleum Engineers*.
7. Sadlier, A. G., Laing M. (2011). Interoperability: An enable for drilling automation and a driver for innovation. In: *SPE/IADC Drilling Conferences. Society of Petroleum Engineers*.
8. Sadlier, A. G., Laing, M., Shields, J. A. (2012). Data aggregation and drilling automation: connecting the interoperability bridge between acquisition, monitoring, evaluation, and control. SPE-151412-MS. In: *IADC/SPE Drilling Conferences and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
9. Sherrard, D. W., Brice, B. W., MacDonald, D. G. (2013). Application of horizontal wells at Prudhoe Bay. *Journal of Petroleum Technology*, 39(11), 1417-1425.
10. Aadnoy, B. S., Cooper, I., Miska, S. Z., et al. (2009). Advanced drilling and well technology. USA: *Society of Petroleum Engineers*.
11. Zhivaeva, V. V., Lukyanov, S. A. (2020). New reality of directional drilling services during production decline and coronavirus pandemic. *IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World*, 133-139.
12. Shchevelov, A. A., Ishbayev, G. G. (2019). Obzor metodov snizheniya sil treniya pri burenii gorizonta'nykh skvazhin. *Neftegazovoye delo*, 3, 38-47.
13. Mingazov, R. R., Ishbayev, G. G., Baluta, A. G. i dr. (2021). Snizheniye vibratsii v protsesse bureniya putem sovershenstvovaniya konstruktсии RDS dolot. *Bureniye i nef't*, 4, 14-17.

14. Симонянц, С. Л., Аль Тии, М. (2020). Экспериментальное исследование вибраций бурильной колонны при бурении скважины моторизованной роторной управляемой системой. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 11(335), 9-11.
15. Osnes, S. M., Amundsen, P. A., Weltzin, T., et al. (2009, March). MWD vibration measurements: A time for standardisation. SPE-119877-MS. In: *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
16. Кузнецов, А. Б., Григулецкий, В. Г. (2021). Упругая устойчивость компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка скважины. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 5(341), 5-8.
17. Котов, А. А., Коротаев, Б. А. (2022). К вопросу о напряженно-деформированном состоянии горизонтального участка бурильной колонны. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 1(349), 5-10.
18. Гречин, Е. Г., Бастриков, С. Н., Кузнецов, В. Г. (2020). Неориентируемые компоновки для бурения горизонтального участка скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 12(336), 5-9.
19. Двойников, М. В. (2017). Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин. *Записки Горного института*, 223, 86-92.
20. Морозов, В. А., Двойников, М. В. (2019). Обоснование выбора параметров режима направленного бурения скважин винтовыми забойными двигателями. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 2, 15-18.
21. Любимова, С. В., Хузина, Л. Б., Шайхутдинова, А. Ф., Сaitbatalov, Р. Р. (2022). О классификации методов снижения сил трения при строительстве наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 1(349), 17-21.
22. Хузина, Л. Б., Любимова, С. В. (2019). О методах снижения прихватоопасности при бурении наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, 12, 13-16.
23. Лукьянов, С. А., Живаева, В. В. (2021). Использование диагностических данных телесистем для оценки качества передачи нагрузки на породоразрушающий инструмент и рисков слома КНБК. *Булаторские чтения*, 1, 335-337.
24. Шайхутдинова, А. Ф., Хузина, Л. Б., Габзалилова, А. Х. (2018). Аналитические исследования работы элемента динамической компоновки низа бурильной колонны. *Электронный журнал «Нефтяная провинция»*, 3, 55-61.
25. Khuzina, L. B., Mukhametshin, V. S., Tyncherov, K. T., Shaikhutdinova, A. F. (2018). On the choice of the oscillators' installation site. *International Journal of Civil Engineering and Technology*, 9, 1952-195.
26. Ишбаев, Г. Г., Балута, А. П., Вагапов, С. Ю. и др. (2019). Корректор подачи-демпфер и протектор забой-
14. Simonyants, S. L., Al' Tii, M. (2020). Eksperimental'noye issledovaniye vibratsiy buril'noy kolonny pri bureanii skvazhiny motorizovannoy rotornoy upravlyayemoy sistemoy. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 11(335), 9-11.
15. Osnes, S. M., Amundsen, P. A., Weltzin, T., et al. (2009, March). MWD vibration measurements: A time for standardisation. SPE-119877-MS. In: *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
16. Kuznetsov, A. B., Griguletskiy, V. G. (2021). Uprugaya ustoychivost' komponovki nizhney chasti buril'noy kolonny pri bureanii gorizontalnogo uchastka skvazhiny. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 5(341), 5-8.
17. Kotov, A. A., Korotayev, B. A. (2022). K voprosu o napryazhenno-deformirovannom sostoyanii gorizontalnogo uchastka buril'noy kolonny. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 1(349), 5-10.
18. Grechin, Ye. G., Bastrikov, S. N., Kuznetsov, V. G. (2020). Neoriyentiruyemye komponovki dlya bureniya gorizontalnogo uchastka skvazhin. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 12(336), 5-9.
19. Dvoynikov, M. V. (2017). Issledovaniya tekhniko-tekhnologicheskikh parametrov bureniya naklonnykh skvazhin. *Zapiski Gornogo instituta*, 223, 86-92.
20. Morozov, V. A., Dvoynikov, M. V. (2019). Obosnovaniye vybora parametrov rezhima napravlennogo bureniya skvazhin vintovymi zaboynymi dvigatelyami. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2, 15-18.
21. Lyubimova, S. V., Khuzina, L. B., Shaykhutdinova, A. F., Saitbatalov, R. R. (2022). O klassifikatsii metodov snizheniya sil treniya pri stroitel'stve naklonno-napravlennykh skvazhin s gorizontal'nym okonchaniyem. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 1(349), 17-21.
22. Khuzina, L. B., Lyubimova, S. V. (2019). O metodakh snizheniya prikhvatoopasnosti pri bureanii naklonno-napravlennykh skvazhin s gorizontal'nym okonchaniyem. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 12, 13-16.
23. Luk'yanov, S. A., Zhivayeva, V. V. (2021). Ispol'zovaniye diagnosticheskikh dannykh telesistem dlya otsenki kachestva peredachi nagruzki na porodorazrushayushchiy instrument i riskov sloma KNBK. *Bulatorskiyeh chteniya*, 1, 335-337.
24. Shaykhutdinova, A. F., Khuzina, L. B., Gabzalilova, A. KH. (2018). Analiticheskiye issledovaniya raboty elementa dinamicheskoy komponovki niza buril'noy kolonny. *Elektronnyy zhurnal «Neftyanaya provintsiya»*, 3, 55-61.
25. Khuzina, L. B., Mukhametshin, V. S., Tyncherov, K. T., Shaikhutdinova, A. F. (2018). On the choice of the oscillators' installation site. *International Journal of Civil Engineering and Technology*, 9, 1952-195.
26. Ishbayev, G. G., Baluta, A. P., Vagapov, S. YU. i dr. (2019). Korrektor podachi-dempfer i protektor zaboy-

ный производства ООО НПП «БУРИНТЕХ». *Бурение и нефть*, 12, 49-52.

27. Peretyatko, A., Kaunda, R. (2016, June). Historical developments of true triaxial testing machines - challenges and improvements. ARMA-2016-255. In: *50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. Houston, Texas: American Rock Mechanics Association.*

28. Berro, M. J., Reich, M. (2019). Laboratory investigations of a hybrid mud pulse telemetry (HMPT) – A new approach for speeding up the transmitting of MWD/LWD data in deep boreholes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106374.

29. Liu, K. (2020). Model and control method of a downhole electromagnetic transmitter for EM-MWD system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192, 107120.

30. Leine, R. I., Van Campen, D. H., Keultjes, W. J. (2002). Stick-slip whirl interaction in drillstring dynamics. *Journal of Sound and Acoustics*, 124, 209–220.

31. Franchi, J. R. (2006). Principles of applied reservoir simulation. *Amsterdam: Elsevier.*

32. Newman, K. McCosh, A., Gilmour, D. (2009). Continuous flow separation system recovers oil from reserve pit fluids / Garcia. AADE -NTCE-12-06. In: *National Technical Conference & Exhibition, New Orleans, Louisiana.*

33. Шайхутдинова, А. Ф. (2020). Обоснование и разработка компоновки с динамически активным элементом для повышения эффективности бурения скважин долотами PDC. Диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. *Санкт-Петербург: СПГУ.*

34. Фабрикант, Н. Я. (1949). Аэродинамика. Часть первая. *Москва-Ленинград: Гостоптехиздат.*

35. Идельчик, И. Е. (1975). Справочник по гидравлическим сопротивлениям. *Москва: Машиностроение.*

proizvodstva ООО НПП «БУРИНТЕХ». *Burenije i neft'*, 12, 49-52.

27. Peretyatko, A., Kaunda, R. (2016, June). Historical developments of true triaxial testing machines - challenges and improvements. ARMA-2016-255. In: *50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. Houston, Texas: American Rock Mechanics Association.*

28. Berro, M. J., Reich, M. (2019). Laboratory investigations of a hybrid mud pulse telemetry (HMPT) – A new approach for speeding up the transmitting of MWD/LWD data in deep boreholes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106374.

29. Liu, K. (2020). Model and control method of a downhole electromagnetic transmitter for EM-MWD system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192, 107120.

30. Leine, R. I., Van Campen, D. H., Keultjes, W. J. (2002). Stick-slip whirl interaction in drillstring dynamics. *Journal of Sound and Acoustics*, 124, 209–220.

31. Franchi, J. R. (2006). Principles of applied reservoir simulation. *Amsterdam: Elsevier.*

32. Newman, K. McCosh, A., Gilmour, D. (2009). Continuous flow separation system recovers oil from reserve pit fluids / Garcia. AADE -NTCE-12-06. In: *National Technical Conference & Exhibition, New Orleans, Louisiana.*

33. Shaykhutdinova, A. F. (2020). Obosnovaniye i razrabotka komponovki s dinamicheski aktivnym elementom dlya povysheniya effektivnosti bureniya skvazhin dolotami PDC. Dissertatsii na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata tehnikeskikh nauk. *Sankt-Peterburg: SPGU.*

34. Fabrikant, N. YA. (1949). Aerodinamika. Chast' pervaya. *Moska-Leningrad: Gostoptekhizdat.*

35. Idel'chik, I. Ye. (1975). Spravochnik po gidravlicheskim soprotivleniyam. *Moskva: Mashinostroyeniye*

К вопросу исследования вибрационного устройства для предупреждения прихватов при строительстве нефтяных и газовых скважин

Л. Б. Хузина¹, А. Ф. Шайхутдинова¹, Э. А. Кязимов²

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Процесс бурения является одним из самых дорогих этапов строительства нефтяной скважины. Поэтому методы, позволяющие сократить затраты на бурение без ухудшения качества строительства скважины, всегда востребованы нефтяниками. Как правило, специалисты в области бурения стремятся повысить скорость проходки, сократить число спуско-подъемных операций, исключить аварии из-за срывов инструмента, обеспечить равномерное доведение нагрузки на долото, сократить временные затраты на ликвидацию осложнений и др. Среди перечисленных подходов особое место занимает технология применения вибрационных устройств для предупреждения прихватов буровой колонны. В статье приводятся теоретические исследования работы устройства для динамического воздействия на забой, позволяющие оценить влияние конструктивных факторов на его работу. Выполненные исследования позволяют рекомендовать использование устройства в единой забойной компоновке для создания пульсирующей промывки и динамического нагружения долота. Полученные результаты исследований могут быть использованы при проектировании забойных компоновок различных типоразмеров с гидравлическими вибраторами для бурения скважин.

Ключевые слова: бурение скважины; горизонтальный участок; прихват; нагрузка на долото; устройство; вибрации; трение.

Neft və qaz quyularının tikintisi zamanı tutulmaların qarşısının alınması üçün vibrasiya qurğusunun tətbiqi məsələlərinə dair

L. B. Xuzina¹, A. F. Şayxutdinova¹, E. A. Kazımov²

¹Almetyevsk Dövlət Neft İnstitutu, Almetyevsk, Rusiya

²«Neftqazelmütədiqatlayih» institutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Qazma prosesi neft quyusu tikintisinin ən bahalı mərhələlərindən biridir. Bu səbəbdən də quyusu tikintisinin keyfiyyətinə xələl gətirmədən qazma xərclərini azaldan üsullara neft şirkətləri tərəfindən daima tələbat vardır. Bir qayda olaraq, qazma sahəsinin mütəxəssisləri qazma sürətini artırmağa, endirmə-qaldırma əməliyyatlarının sayını azaltmağa, alətin qırılması nəticəsində baş verən qəzaların olmamasına, baltaya yükün bərabər verilməsini təmin etməyə, mürəkkəbləşmələrin aradan qaldırılmasına sərf olunan vaxtın azaldılmasına və s. çalışırlar. Sadalanan yanaşmalar arasında xüsusi yeri qazma kəməri tutulmalarının qarşısının alınması üçün vibrasiya qurğularının tətbiqi texnologiyası tutur. Məqalədə konstruksiya amillərinin qurğunun işinə təsirini qiymətləndirməyə imkan verən nəzəri tədqiqatlar təqdim olunur. Aparılmış tədqiqatlar qurğudan pulsasiya edən yuyulmanın və baltanın dinamik yüklənməsinin yaradılması üçün vahid quyudibi komponovkasında istifadəsini tövsiyə etməyə imkan verir. Öldə edilmiş tədqiqat nəticələri quyusu qazması üçün hidravlik vibratorları olan müxtəlif ölçülü quyudibi kompanovkaların layihələndirilməsində istifadə oluna bilər.

Açar sözlər: horizontal hissə; tutulma; baltaya verilən yük; qurğu; vibrasiya; sürtünmə.