УДК 622.245.422.2

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТУРБОБУРАВ ПРОГРАМНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS НА ОСНОВЕ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА

FORECASTING THE PERFORMANCE OF A TURBODRILL IN THE ANSYS SOFTWARE COMPLEX BASED ON THE PROPERTIES OF THE DRILLING MUD

Урсу В.И.
магистрант направления подготовки
«Технология вскрытия продуктивных пластов»,
Тюменский индустриальный университет
valeriy-94@yandex.ru

Закиров Н.Н.
профессор, доктор технических наук,
Тюменский индустриальный университет
zakirov67@mail.ru

Злобин И.И.
магистрант направления подготовки
«Технология вскрытия продуктивных пластов»,
Тюменский индустриальный университет
ilya.zlobin.98@mail.ru

Аннотация. Объектом исследования является турбобур – многоступенчатый гидравлический компонент, состоящий из статора и ротора.
Цель данной статьи – обосновать проектирование лопаток турбобура с буровым раствором высокой плотности в высокотемпературных условиях.
Метод исследования – анализ научно-технической информации, построение модели в программном комплексе и приведения результатов моделирования многоступенчатых лопаток для различных свойств жидкости.
Результат работы исследований покажет, по сравнению с состоянием чистой воды в условиях высокой вязкости и высокой плотности на сколько увеличится тормозной момент турбобура, пиковая мощность и падение давления. Данные результаты будут полезны для модификации геометрической модели лопасти и руководства по применению турбобура на месте для повышения эффективности бурения.

Ключевые слова: прогнозирование производительности, лопатка турбобура, многоэтапное моделирование, высокотемпературный буровой раствор, двухфазный поток.

Ursu V.I.
Masters Student Training Direction
«Productive Formations Opening Technology»,
Tyumen Industrial University
valeriy-94@yandex.ru

Zakirov N.N.
Professor, Doctor of Technical Sciences,
Tyumen Industrial University
zakirov67@mail.ru

Zlobin I.I.
Masters Student Training Direction
«Productive Formations Opening Technology»,
Tyumen Industrial University
ilya.zlobin.98@mail.ru

Annotation. The object of research is a turbodrill – a multi-stage hydraulic component consisting of a stator and a rotor.
The purpose of this paper is to provide a basis for designing turbodrill blades with high-density drilling fluid under high-temperature conditions.
The research method is the analysis of scientific and technical information, the construction of models in the software package and the results of the study of modeling multi-stage blades for various fluid properties.
Research results show that depending on the state of the water under conditions of high viscosity and high increase in the amount of increase in the braking torque of the turbodrill, peak power and pressure. These results are useful for geometric blade models and reach the point of using a turbodrill to improve drilling efficiency.

Keywords: performance prediction, turbodrill blade, multi-stage simulation, high-temperature drilling fluid, two-phase flow.

Разведка высокотемпературных геотермальных скважин связана с высокой температурой и высоким давлением на забое скважины. Турбобур обладает преимуществами жаростойкости и коррозионной стойкости и имеет хорошие перспективы применения.

Турбобур представляет собой объемный забойный гидродвигатель, важнейшей частью которого является гидравлическая часть, состоящая из статора и ротора. Вся силовая часть турбобура состоит из сотен и тысяч одноступенчатых лопастей, установленных последовательно.

Модель лопастей, предложенная в статье построена на основе уравнения Навье-Стокса для несжимаемых жидкостей.

Для построения модели используется Computational Fluid Dynamics (CFD) – это анализ системы, содержащей поток жидкости, посредством расчетов компьютерного численного моделирования и отображения изображений [1]. С целью определения основных конструктивных параметров силовой секции турбобура диаметром 127 мм с помощью Solidworks была создана трехмерная модель статора и ротора турбины (рис. 1) [2].

Из-за периодичности статора и ротора в окружном направлении лопатки было принято периодическое упрощение и рассчитано поле течения только одной из лопаток (всего 24 лопатки).

Рисунок 1 – Модель статора и ротора одноступенчатого и многолопастного турбобура

Для упрощения модели в этой статье не учитывались зазоры статора и ротора при моделировании [3, 4]. Определение и настройки модели, жидкости и границы сетки канала программой предварительной обработки Ansys Fluent были следующими:

– Выберите стационарное моделирование осевой турбины. Настройте модель турбулентности стандартного $k\text{-}\epsilon$. Твердая фаза имеет плотность 2590 кг/м^3 и вязкость 0,05 мПа·с, а объемная доля твердой псевдожидкой фазы установлена равной 10 % для многофазного потока.

– Задайте региональные граничные условия, включая скорость потока на границе входа в статор, давление на выходе из ротора, скорость области ротора и направление вращения.

– Передняя и задняя кромки лопаток статора и ротора, а также поверхность стенки лопатки вращаются вместе с вращением ротора. Скорость и направление лопастей ротора остаются прежними, в то время как другие поверхности стенок остаются неподвижными. Следовательно, состояние стены устанавливается в состояние нескользкой стены.

– Итеративный расчет. Выберите коэффициент релаксации решения, установите стандарт невязки и временной шаг и используйте компьютерную многоядерную параллельную обработку, чтобы сократить время расчета.

В качестве бурового раствора взята вода, а расход на входе 1,5 × 10–2 м^3/с при скорости 0 об/мин; На рисунке 2 показана схема обтекания однолопастных многоступенчатых лопаток и многоступенчатых лопаток полного цикла с обозначением скорости. Как показано на рисунке 2, после того, как буровой раствор попал в канал потока лопасти, частицы жидкости в основном двигались вдоль лопасти и отделялись от передней кромки статора. Скорость жидкости на поверхности нагнетания статора и ротора была значительно выше, чем на поверхности всасывания. С точки зрения общего поля течения лопатки отрыва потока не произошло.

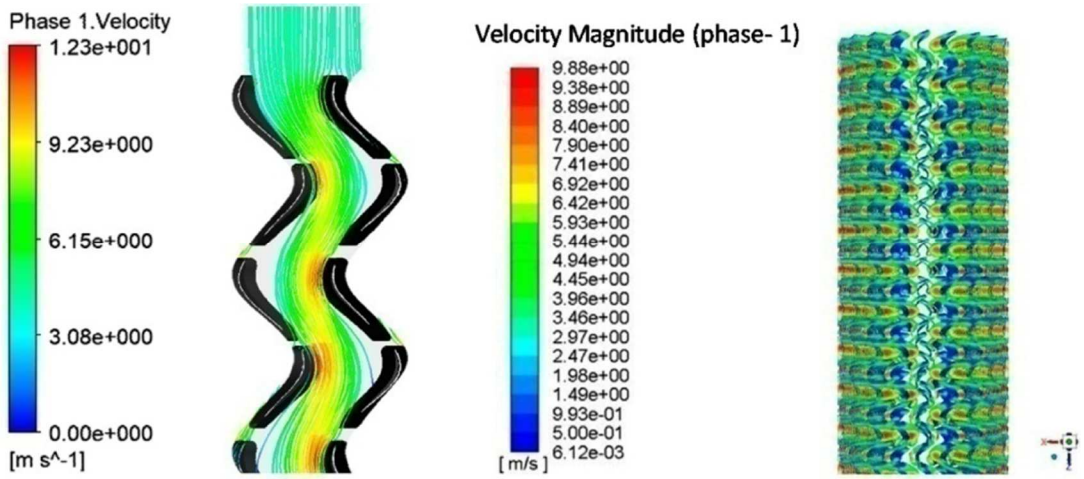

Рисунок 2 – Обтекаемая схема однолопастных многоступенчатых лопастей турбобура

На рисунке 3 показаны контурные диаграммы давления многоступенчатых лопастей турбобура полного цикла, осевые и радиальные. Из рисунка видно, что контурная диаграмма давления общего водораздела 100-ступенчатых лопастей уменьшилась от первой ступени до последней ступени и на пути потока наблюдался явный градиент давления.

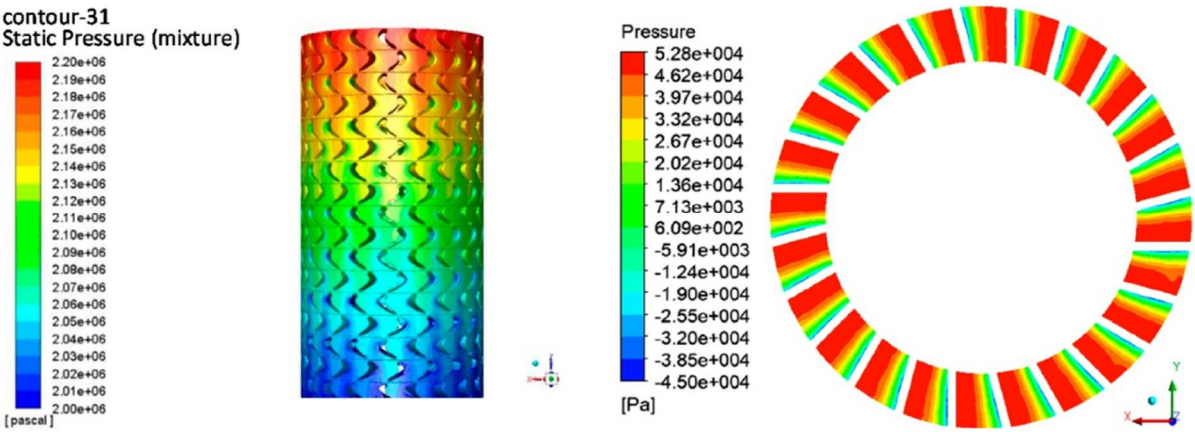

Рисунок 3 – Контурная диаграмма давления лопастей многоступенчатого турбобура полного цикла

Согласно рисунку 4 мощность уменьшается по мере увеличения вязкости. Когда соответствующая мощность при четырех значениях вязкости достигала пикового значения, скорость вращения составляла приблизительно 350 об/мин, пиковая мощность составляла 7,54 кВт при вязкости 1 мПа·с, а соответствующая мощность составляла 6,16 кВт при вязкости 41 мПа·с, снижение на 18,31 %.

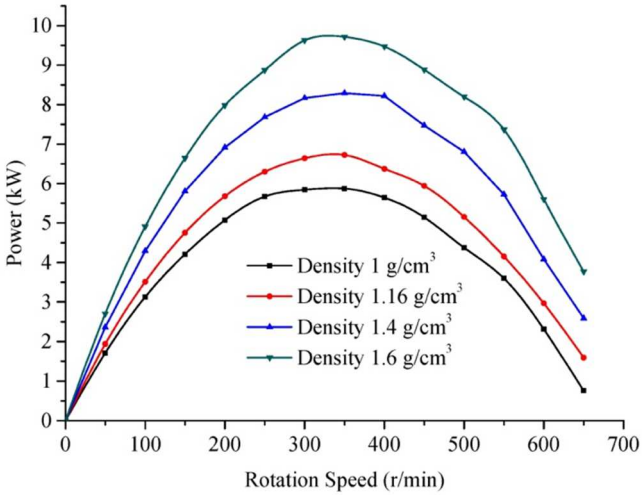

Рисунок 4 – Кривые зависимости мощности от скорости для различных вязкостей

Математическая модель показывает, что вязкость бурового раствора не оказывает очень большого влияния на крутящий момент и мощность турбобура, но увеличение вязкости значительно увеличивает перепад давления, потребляемый турбобуром, тем самым снижая эффективность работы. Результаты численного моделирования показывают, что утяжеление бурового раствора может значительно увеличить крутящий момент и мощность и повысить производительность бурового инструмента, но в то же время увеличит перепад давления гидравлических компонентов. Поэтому состав бурового раствора должен быть разумно подобран. Для бурового раствора условия средней вязкости (16 мПа·с) и средней плотности (1,6 г/см^3) более благоприятны для оптимальной работы турбобура, при этом тормозной момент турбобура увеличится на 24,2 %, пиковая мощность на 19,8 %, а падение давления на 52,1 %.

Литература:

1. Сызранцева К.В., Князев Ю.И., Сеньков Е.В. Компьютерное моделирование процесса гидравлических испытаний корпуса превентора // Вестник Тюменского государственного университета. – 2009. – № 6. – С. 27–34.
2. Урсу В.И. Компьютерный инженерный анализ дна капилляриметра группового методом конечных элементов // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образования. – Тюмень : ТИУ, 2019. – С. 27–29.
3. Сызранцева К.В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования : монография. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2009. – 124 с. – Текст : непосредственный.
4. Урсу В.И. Исследование напряженно-деформированного состояния вала-шестерни ротора Р-560 методом конечных элементов // Кристаллы творчества САН. – Тюмень : ТИУ, 2018. – С. 32–35.

References:

1. Syzrantseva K.V., Knyazev Yu.I., Senkov E.V. Computer simulation of the process of hydraulic testing of the preventer housing // Bulletin of the Tyumen State University. – 2009. – № 6. – P. 27–34.
2. Ursu V.I. Computer engineering analysis of the bottom of a group capillarimeter using the finite element method // New information technologies in the oil and gas industry and education. – Tyumen : TIU, 2019. – P. 27–29.
3. Syzrantseva K.V. Computer analysis of loading and deformability of elements of oil and gas equipment: monograph. – Tyumen : Tsogu, 2009. – 124 p. – Text : direct.
4. Ursu V.I. Study of the stress-strain state of the R-560 rotor gear shaft by the finite element method // Crystals of creativity SAN. – Tyumen : TIU, 2018. – P. 32–35.