

качества интегрированных моделей, а также принимать более эффективные решения по использованию оборудования системы сбора и подготовки. В дальнейшем планируется доработка трендов с возможностью прогнозирования, определение экономической эффективности от более точно произведенных расчетов.

Целесообразность применения этого метода подтверждается наличием математического обоснования и графического представления полученного результата. Практическая значимость состоит в обеспечении контроля проектных показателей эксплуатации, обнаружении произошедших нештатных ситуаций, прогнозировании изменения показателя ГФ, а также выявлении несоответствия проектных и фактических показателей по объемам добычи.

Литература

1. Алексеев А. Новая добыча. «Газпром нефть» разрабатывает концепцию целевого цифрового добывающего актива // Сибирская нефть. Онлайн журнал [электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2019-may/2989327/> (дата обращения: 24.04. 2021).
2. Митюшина И. Л. Аналитическое выравнивание рядов динамики показателя рентабельности ПАО «Газпром» // Азимут научных исследований: экономика и управление. – 2020. – Т. 9. – № 1 (30). – С. 232-235.
3. Овчинников А. С. Интегрированное моделирование, как ключевой инструмент центра управления добычей. Опыт применения на месторождениях с высоким газовым фактором // Газовая промышленность. – № 9. – С. 138-141.
4. Тихомиров Л. И. и др. Эффективный запуск процессов предиктивного управления нефтегазодобывающим активом на базе цифровых сервисов AVIST Oil&Gas в центре управления добычей (ЦУД) // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 8. – С. 35-39.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА В КОРПУСЕ ЦЕНТРОБЕЖНОГО ДИСПЕРГАТОРА

Кушнер Л.Е., Никульчиков А.В.

Научный руководитель доцент А.В. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В ходе анализа применения роторно-центробежных диспергаторов в эксплуатационном бурении нефтяных и газовых скважин [8, 9], мы столкнулись с различными проблемами. В приведенных исследованиях [5, 3] отсутствует зависимость качества диспергации бурового раствора между различными центробежными диспергаторами. Приводится либо анализ моделирования диспергации [5], либо стендовый анализ конкретного диспергатора [3].

Было принято решение о проектировании собственной модели в ПО «КОМПАС-3D» [7] и Ansys CFX [1], и построения зависимости между моделью и экспериментальными данными. Для этого, в первую очередь, необходимо смоделировать течение бурового раствора в корпусе диспергатора, который ранее использовался в приготовлении бурового раствора в реальных условиях. И, далее, соотнести показания модели с реальными данными [3].

Для проектирования роторно-центробежного диспергатора был выбран буровой диспергатор от компании Silverson (рис. 1-3). В источнике [2] найдены технические характеристики и размерные параметры важнейших частей диспергатора (корпус, ротор, статор).



Рис. 1. Общий вид диспергатора Silverson



Рис. 2. Статор диспергатора Silverson



Рис. 3. Ротор диспергатора Silverson

В программном комплексе «КОМПАС-3D» [7] произвели проектирование ротора и статора. Диаметр статора – 300 мм. Диаметр входного и выходного патрубка – 80 мм.

Результаты проектирования представлены на рисунке 4. Жидкость попадает в корпус диспергатора 5 через входной патрубок 1. Под действием центробежной силы частицы жидкости начинают вращаться и набирать скорость в роторе 2. По достижении высокой скорости частицы ударяются о корпус статорного механизма 3. Далее, диспергированный раствор попадает в выходной патрубок 4 и поступает обратно в емкость.

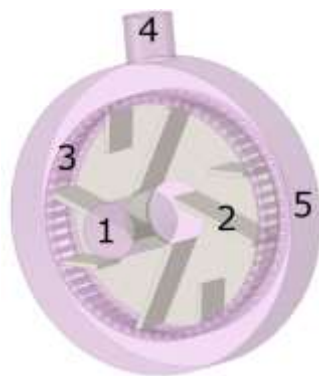


Рис. 4. Модель центробежного диспергатора:

1 - входной патрубок; 2 - ротор; 3 - статор; 4 - выходной патрубок; 5 - корпус диспергатора

Корпус диспергатора был упрощен. Моделирование самого процесса диспергации производилось в ПО Ansys CFX [1].

В начале эксперимента весь корпус диспергатора занят водой (рис. 5). Это обусловлено необходимостью проследить скорость и качество перемешивания масла и воды. В это же время в корпус диспергатора через входной патрубок 1 (рис. 4) начинает поступать буровой раствор со следующими параметрами:

- Плотность – 1 г/см³.
- Водонефтяное отношение (ВНО) – 0,5.
- Вязкость углеводородной основы – 100 сПз.



Рис. 5. Начальный момент времени. Корпус диспергатора занят водой

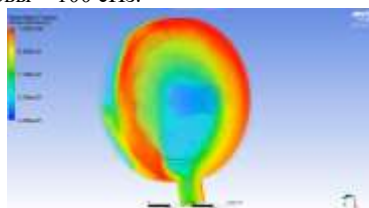


Рис. 6. 2 секунды с момента начала моделирования. Корпус диспергатора занят водой на 50 %



Рис. 7. 4 секунды с момента начала моделирования. Корпус диспергатора занят буровым раствором

Когда корпус диспергатора занят водой на 50 % (рис. 6), на внешней части корпуса остаются области с непродиспергированным раствором. После взаимодействия с телом статора жидкость замедляется. В конечный момент времени (рис. 7) наблюдаем диспергацию бурового раствора в условиях центробежного течения. Характер течения и водонефтяное отношение (ВНО) бурового раствора не меняются во времени.

Следующим шагом планируется определить качество диспергации в построенной модели, а также сравнение с реальными экспериментальными данными [3].

По результатам исследования можем сделать выводы:

- Модель течения бурового раствора в центробежном диспергаторе построена. Характер течения и водонефтяное отношение (ВНО) бурового раствора в конце эксперимента не изменяются во времени.

- В рамках построенной модели отсутствует зависимость для определения качества диспергации. В дальнейшем планируется изменять различные параметры модели (скорость вращения ротора, состав и реологические свойства бурового раствора) и отслеживать характер турбулентного потока в ходе эксперимента для вывода необходимой зависимости.

Литература

1. Ansys Workbench. Simulation Integration Platform [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ansys.com/products/ansys-workbench>
2. High Shear In-Line Mixers [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.silverson.com/us/products/in-line-mixers/>.
3. Jiengju Lin, Natalia Collins, Kevin Smith, Daan Veeningen, Highland Fluid Technology; and Sam Smith, Newpark Improving Drilling Fluid Preparation with High-Shear Mixing in Liquid Mud Plants // AADE-18-FTCE- 113. American association of drilling engineers. – 2018.
4. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Ред. 2.1. США, 2009. – 992 с.
5. Nagata Y. et al. Investigation of optimum design for nanoparticle dispersion in centrifugal bead mill using DEM-CFD simulation //Advanced Powder Technology. – 2019. – Т. 30. – № 5. – С. 1034-1042.
6. Yu Nagata a, Masaya Minagawa a, Shosei Hisatomi a, Yuki Tsunazawa b, Kyoko Okuyama c, Motonori Iwamoto, Yasuyoshi Sekine, Chiharu Tokoro Investigation of optimum design for nanoparticle dispersion in centrifugal bead mill using DEM-CFD simulation // Advanced Powder Technology. 2019.
7. Компас-3D. Официальный сайт САПР КОМПАС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kompas.ru/>

8. Кушнер Л. Е. Анализ способов диспергирования растворов на углеводородной основе в полевых условиях // Актуальные проблемы недропользования. – 2022. – С. 140-142.
9. Кушнер Л. Е. Введение различных диспергаторов в эксплуатационное бурение скважин // Новые технологии-нефтегазовому региону. – 2022. – С. 139-142.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ АНАЛИЗА КОНФИГУРАЦИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Моногов Б.

Научный руководитель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Математическое моделирование процессов, протекающих в нефтяных пластах, на протяжении всего цикла жизни месторождения является одним из основных методов аналитического исследования поведения флюида под действием всех геологических и техногенных факторов. Как известно, начало применения математических моделей для прогнозирования динамики изменения того или иного параметра приходится на середину 20-го века [7]. При этом первыми проектами, где математическое моделирование было использовано для описания процесса фильтрации флюида в пласте, являются работы под руководством Ю.Е. Батурина в СибНИИНП и СургутНИПИнефть, а также создание В.П. Майером гидродинамического симулятора “Техсхема” [7]. На сегодняшний день концепция представления реальных производственных процессов математическими моделями приобрело наибольшее распространение. Такие программные продукты как РН-ГРИД (RN Digital), Petrel (Schlumberger), TNavigator (Rock Flow Dynamics) базируются на операционный пакет действий на математических моделях. Однако несмотря на огромное разнообразие программных продуктов и существующих моделей, должное внимание моделированию фильтрационных потоков и динамике их изменения не уделяется. Нехватка моделей, описывающих поведение фильтрационных потоков, обуславливает актуальность данной работы.

В качестве основы для моделирования фильтрационного потока в нефтяном пласте воспользуемся законом Дарси в дифференциальной форме [1]:

$$\frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr}, \quad (1)$$

где, Q – дебит нефти в пластовых условиях, м³/с;

F – площадь фильтрации, м²;

k – абсолютная проницаемость пласта, м²;

μ – динамическая вязкость нефти, Па·с;

P – пластовое давление, Па;

r – расстояние от оси скважины до определенной точки, м.

Для получения математической модели для прогнозирования динамики изменения фильтрационных потоков необходимо внести в формулу поправки, связанные с изменчивостью параметров. Так, для отражения падения добычи с течением времени необходимо воспользоваться одной из моделей падения добычи Арпса (для решения данной задачи примем, что падение добычи происходит по гиперболическому закону) [5]:

$$q_t = \frac{q_i}{B} \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-\frac{1}{b}}, \quad (2)$$

где, q_t – дебит нефти в поверхностных условиях, м³/с;

q_i – начальный дебит нефти, м³/с;

B – объемный коэффициент нефти, м³/м³;

b – постоянная Арпса для кривой падения добычи, ($0 < b < 1$);

D_i – номинальный темп падения добычи, 1/с;

t – время, с.

В качестве площади фильтрации примем боковую поверхность ствола скважины:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h,$$

где, h – мощность пласта, м.

Абсолютная проницаемость и динамическая вязкость нефти с изменением давления изменяется по экспоненциальному закону. При чем в аналитической зависимости для проницаемости ключевую роль играет эффективное давление [2, 3, 4]:

$$P_{эф} = P_{гор} - P_{пл}; \quad (3)$$

$$k = k_0 \cdot e^{-\gamma \cdot (P_{эф} - P_0)}; \quad (4)$$

$$\mu = \mu_0 \cdot e^{-a \cdot (P_{пл} - P_0)}, \quad (5)$$

где, $P_{эф}$ – эффективное давление, Па;

$P_{гор}$ – горное давление, Па;

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па;

k_0 – абсолютная проницаемость в начальный момент времени, м²;

γ – коэффициент чувствительности к давлению, 1/Па (1,37-18,1 кПа);

P_0 – начальное пластовое давление, Па;