

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦИФРОВЫХ МОДУЛЕЙ

Лупандин Я.А.

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г Томск, Россия

Экономическая ситуация на сырьевом рынке в сочетании с постепенным истощением действующих месторождений Западной Сибири ставит перед отечественными нефтяными компаниями задачи по поддержанию и наращиванию текущего уровня добычи. Для достижения данных задач существует два различных пути. Первый – проведение масштабных геологоразведочных работ в слабоизученных регионах и ускоренный запуск новых месторождений. Второй – повышение эффективности разработки действующих активов. Данная работа посвящена второму пути.

Повышения эффективности разработки в данном случае предлагается достичь за счет контроля эффективности работы действующего фонда скважин. Добывающего – за счет контроля причин роста обводненности и ее своевременной ликвидации. Нагнетательного – за счет контроля загрязнения призабойной зоны пласта и образования трещин авто-грп в соседние горизонты.

В основу контроля работы добывающего фонда были положены аналитические графики Чена, представляющие собой зависимость водонефтяного фактора и производной данной зависимости в логарифмических координатах от времени. С целью повышения достоверности построений и сокращения трудозатрат на языке Python был написан цифровой модуль. Интерфейс модуля представлен на рисунке 1. Использование данного модуля позволяет любому сотруднику добывающих или научно-технических компаний в режиме реального времени контролировать причины роста обводненности действующего добывающего фонда.

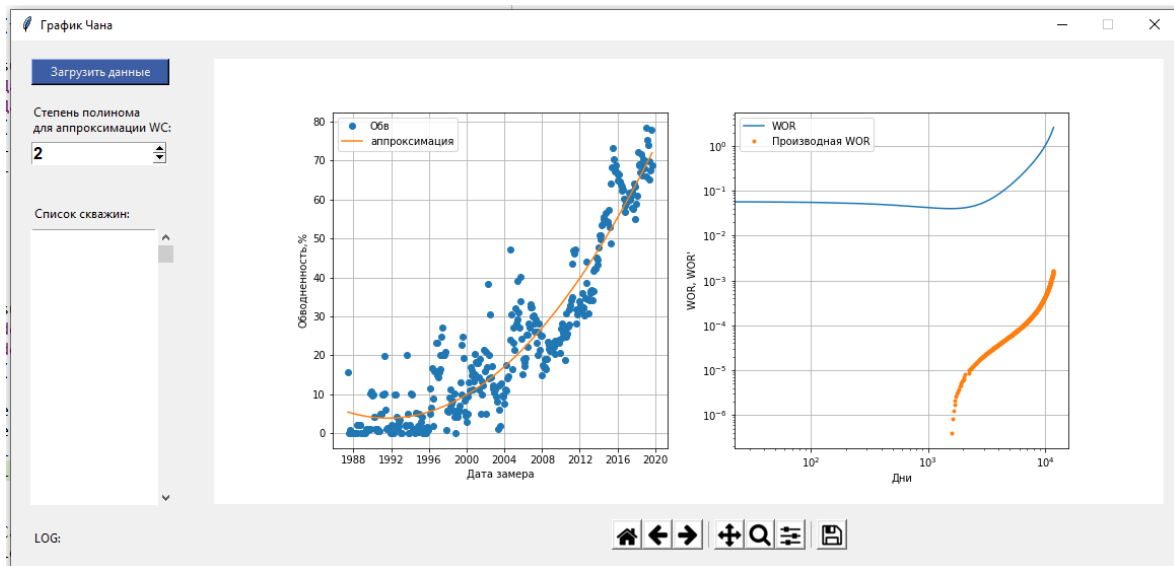


Рис. 1 Интерфейс цифрового модуля по графикам Чена

Каждая пара графиков водонефтяного фактора и производной характеризует одну из причин роста обводненности скважины: прорыв воды по поровому пространству, прорыв воды по высокопроницаемому пропластку, наличие негерметичности эксплуатационной колонны или заколонной циркуляции на скважине.

На данной скважине с высокой степенью вероятности диагностировано наличие негерметичности эксплуатационной колонны или заколонной циркуляции жидкости. Рекомендовано проведение ремонтно-изоляционных работ.

Нагнетательный фонд предлагается анализировать с использованием графика Холла. В идеальных условиях он представляет собой прямую зависимости репрессии, умноженной на время работы скважины от накопленной закачки жидкости. В случае изменения угла наклона прямой диагностируется увеличение скин-фактора, вызванное загрязнением призабойной зоны пласта, либо снижение скин-фактора, вызванное образованием трещины авто-грп в соседний горизонт.

С целью сокращения трудозатрат на анализ нагнетательного фонда скважин на языке Python был написан цифровой модуль. Интерфейс модуля с примером анализа скважины представлен на рисунке 2.

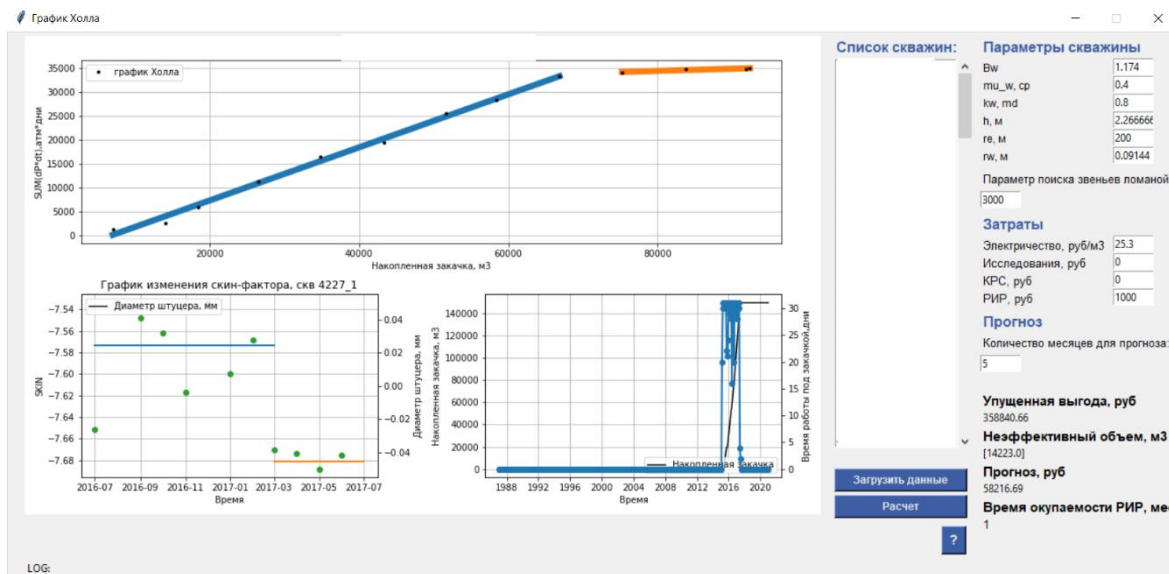


Рис. 2 Интерфейс цифрового модуля по графику Холла

На данной скважине наблюдается резкое снижение скин-фактора, характеризующее образование трещины авто-грп в соседний горизонт с потерей эффективности закачки на 90%. Рекомендован анализ работы скважины с различными давлениями закачки, с целью выявления оптимального режима работы со смыканием трещины авто-грп. В случае отсутствия оптимального режима рекомендовано проведение промысловых геофизических исследований с целью формирования профиля приемистости и идентификации интервала, содержащего трещину авто-грп, а затем проведение ремонтно-изоляционных работ и остановка работы данного интервала.

Таким образом, анализ действующего фонда нагнетательных и добывающих скважин с помощью представленных инструментов позволяет инженерам нефтегазовых добывающих и научно-технических компаний в режиме реального времени контролировать причины возникновения нарушений в работе скважин, а также своевременно предпринимать меры по их ликвидации и предотвращению. Более продуктивная эксплуатация действующего фонда, в свою очередь, позволяет снизить среднюю обводненность, повысить эффективность работы системы поддержания пластового давления, коэффициент охвата продуктивного пласта заводнением, а, следовательно, и коэффициент извлечения нефти. Данные факторы, в свою очередь, в значительной степени повышают рентабельность разработки действующих месторождений за счет снижения операционных затрат на непроизводительную добычу и закачку жидкости, а также за счет вовлечения остаточных извлекаемых запасов в разработку.

Литература

1. Ershaghi, I, Handy, L.L., and Hamdi, M.: IIApplication of the X-Plot Technique to the Study of Water Influx in the Sidi El-Itayem Reservoir, Tunisia, II JPT(1987) 1127-1136
2. Hwan, R-N. R.: i1Numerical Simulation Study of Water Shutoff Treatment Using Polymers, paper SPE 25854 presented at the 1993 SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, April 12-14.
3. Hall, H.N.: How to Analyze Waterflood Injection Well Performance, World Oil (Oct. 1963) 128-130.
4. Higgins, R.V. and Leighton, R.V.: "Matching Calculated With Actual Waterflood Performance With Estimation of Some Reservoir Properties, II paper SPE 4412 presented at the 1973 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, WY, May 15-16.
5. Morgan, J.C. and Stevens, D.G.: IIWater ShutOff With Chemicals: Targets~ Systems and Field Results," paper presented at the 1995 International Symposium on Oilfield Chemicals, Geilo, Norway, March 19-22
6. Zhu, D. and Hill, A.D. 1998 Field Results Demonstrate Enhanced Matrix Acidizing Thought Real-Time Monitoring. SPEPF 13(4):279-284.