

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ И АВТОМАТИЗАЦИИ ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА

© Коллектив авторов,
2024



В.О. Савченко*, И.А. Картавцева, Р.А. Абдуллаев, И.О. Ходаков, М.В. Симонов
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Цифровой двойник месторождения представляет собой современный и мощный инструмент по связи различных компонент интегрированной модели и промысловых данных о режиме работ скважин. Благодаря глубокой интеграции и доступу к актуальным данным online данный инструмент позволяет не только автоматизировать стандартные процессы по интерпретации данных исследований, но и реализовать собственные для лучшего понимания энергетического состояния пласта.

Целью работы является описание методики прогнозирования поведения кривой восстановления давления (КВД) и оценка пластового давления для случая кратковременной остановки скважины, продолжительности которой недостаточно для формирования полноценной КВД и ее последующей полноценной интерпретации.

Материалы и методы. Исходными материалами для работы послужили данные замеров и результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин, данные о режиме работы скважины и геолого-физическая характеристика продуктивных пластов исследуемого месторождения. Для оптимизации расчета коэффициентов регрессии написан скрипт на языке программирования C#. Тестирование и внедрение методики проводилось на скважинах месторождения Группы компаний «Газпром нефть».

Результаты. Использованная в работе методика не решает задачу определения всего спектра фильтрационных параметров и характеристик совершенства вскрытия пласта, а также не исключает проведение полноценных КВД. Однако она позволяет нивелировать неоднозначность в интерпретации долговременных кривых стабилизации давления (КСД), регистрируемых при стабильной работе скважины, контролировать выработку пласта, увеличить охват фонда скважин исследованиями без проведения дополнительных длительных исследований, а соответственно и потерь в добыче.

Заключение. К преимуществам технологии можно отнести: 1) возможность операционализировать процесс оценки энергетического состояния залежи и, как следствие, повысить качество принимаемых решений при разработке месторождения; 2) возможность внедрить в инструменты мониторинга цифрового месторождения (Digital Oil Field); 3) легкость программной реализации и внедрения в существующие программные инструменты. Было установлено, что точность прогнозирования зависит от качества исходных данных, описывающих фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) эксплуатационного объекта или регионов со схожими условиями разработки. Результаты работы алгоритма позволяют сделать вывод об эффективности предложенного решения и показать важность данных технических остановок в понимании динамики пластового давления.

Ключевые слова: цифровое месторождение, пластовое давление, кривая восстановления давления, кривая стабилизации давления, регрессионный анализ, технологические остановки

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Савченко В.О., Картавцева И.А., Абдуллаев Р.А., Ходаков И.О., Симонов М.В. Использование цифрового двойника месторождения для контроля за разработкой и автоматизации оценки энергетического состояния пласта. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(3):147–157. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-147-157>

Статья поступила в редакцию 17.04.2024

Принята к публикации 25.05.2024

Опубликована 30.09.2024

APPLICATION OF THE DIGITAL TWIN OF THE FIELD TO CONTROL THE DEVELOPMENT AND
AUTOMATION OF THE ASSESSMENT OF THE ENERGY STATE OF THE RESERVOIR

**Vladislav O. Savchenko*, Irina A. Kartavtseva, Rafael A. Abdullaev, Ilya O. Khodakov,
Maxim V. Simonov**
Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. The digital twin of the field is a modern and powerful tool for linking various components of the integrated model and field data on the operation of wells. Thanks to deep integration and access to up-to-date

online data, this tool allows you not only to automate standard processes for interpreting research data, but also to implement your own for a better understanding of the energy state of the reservoir.

Aim. The purpose of the work is to describe a methodology for predicting the behavior of the pressure recovery curve (CVD) and estimating reservoir pressure in the case of a short-term well shutdown, the duration of which is insufficient for the formation of a full-fledged CVD and its subsequent full-fledged interpretation.

Materials and methods. The initial materials for the work were the measurement data and the results of the interpretation of hydrodynamic studies of wells, data on the operating mode of the well and the geological and physical characteristics of the productive layers of the studied field. To optimize the calculation of regression coefficients, a script has been written in the C# programming language. Testing and implementation of the methodology was carried out at the wells of the field of Gazprom Neft company group.

Results. The technique used in the work does not solve the problem of determining the entire spectrum of filtration parameters and characteristics of reservoir opening perfection, and also does not exclude the conduct of full-fledged CVD. However, it makes it possible to eliminate ambiguity in the interpretation of long-term pressure stabilization curves (CSD) recorded during stable well operation, control reservoir production, increase the coverage of the well fund by research without additional long-term studies, and, accordingly, production losses.

Conclusions. The advantages of the technology include: 1. the ability to operationalize the process of assessing the energy state of a deposit and, as a result, improve the quality of decisions made during field development, 2. the ability to implement digital Oil Field monitoring tools, 3. ease of software implementation and implementation into existing software tools. It was found that the accuracy of forecasting depends on the quality of the initial data describing the filtration and capacitance properties (FEZ) of an operational facility or regions with similar development conditions. The results of the algorithm allow us to conclude about the effectiveness of the proposed solution and show the importance of these technical steps in understanding the dynamics of reservoir pressure.

Keywords: digital field, reservoir pressure, pressure recovery curve, pressure stabilization curve, regression analysis, technological stops

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Savchenko V.O., Kartavtseva I.A., Abdullaev R.A., Khodakov I.O., Simonov M.V. Application of the digital twin of the field to control the development and automation of the assessment of the energy state of the reservoir. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(3):147–157. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-147-157>

Manuscript received 17.04.2024

Accepted 25.05.2024

Published 30.09.2024

ВВЕДЕНИЕ

В практике гидродинамических исследований скважин на сегодня разработано и применяется множество различных гидродинамических, геофизических и промыс-

продолжительной остановки скважины, которая увеличивается по мере ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и, соответственно, увеличивает-ся выход скважины на радиальный режим фильтрации. В связи с проведением различных геолого-технологических (ГТМ) и организационно-технологических мероприятий (ОТМ) при эксплуатации месторождений существует большое количество кратковременных остановок скважин, которые несут полезную и важную информацию, но системно не интерпретируется. Однако ввиду развития цифровых двойников месторождений задача получения дополнительной геолого-технологической информации о состоянии пласта и скважины может системно решаться. Также в условиях механизированной добычи наиболее востребованной технологией гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на объектах тестируемого месторождения является метод кривой стабилизации давления (КСД). Данный метод основан на записи давления на приеме насоса при запуске и продолжительной работе скважины на стабильном режиме. Технология обладает рядом преимуществ в силу специфики проведения: однозначность выделения режимов течения, достоверность

В УСЛОВИЯХ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ УВ
НАИБОЛЕЕ ВОСТРЕБОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЕЙ
ГДИ СКВАЖИН ЯВЛЯЕТСЯ МЕТОД КСД,
ПОЗВОЛЯЮЩИЙ КОНТРОЛИРОВАТЬ ВЫРАБОТКУ
ПЛАСТА И УВЕЛИЧИВАТЬ ОХВАТ ФОНДА
СКВАЖИН БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ.

лово-технологических методов для исследования эксплуатационного фонда скважин. Существующие методы отличаются критериями планирования и интерпретации результатов, охватывая широкий спектр возможностей и условий организации системы контроля разработки добывающими компаниями [1].

Актуальной задачей является оптимизация времени остановки скважины на исследование кривой восстановления давления (КВД). Данная проблема связана с необходимостью

определяемых фильтрационно-емкостных параметров, снижение потерь добычи, результативность и физическая обоснованность при определении динамики пластового давления при ограниченных размерах зоны дренирования в условиях взаимовлияния скважин. А в случае с низкопроницаемыми коллекторами метод кривой стабилизации давления является единственным методом интерпретации КВД [2]. При этом имеется неопределенность интерпретации КСД за счет разделения влияния выработки пласта и ухудшения качества вскрытия. Из-за чего одно то же поведение регистрируемого забойного давления можно описать как падением пластового давления, так и загрязнением трещин, изменением скин-фактора. Данную проблему однозначно решает замер КВД. Комбинация методов КСД и КВД при достаточном количестве параметров и необходимом качестве замеров позволяет получить максимальный комплекс параметров с высокой достоверностью результатов. Таким образом, возникает потребность в получении кривой восстановления давления и оценке пластового давления без проведения длительного исследования, на основании данных, полученных с остановок различной продолжительности на скважинах при проведении ОТМ и ГТМ и предшествующих им режимам стабильной работы скважины.

Описанные в работе алгоритмы и методики реализованы в цифровой среде, подключенной к базам данных добывающего общества с возможностью хранения, загрузки и обработки различных параметров режима работы скважин и элементов сети сбора и транспорта с целью автоматизации поиска скважин-кандидатов на «исследование

КСД — прогнозирование КВД» и интерпретации данных.

МЕТОДИКА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ И ПОИСКА КАНДИДАТОВ-ЗНАЧЕНИЙ ДЛЯ АНАЛИЗА

Автоматизация поиска остановок скважин и периодов стабилизации давления осложнены рядом факторов: «зашумленность» замеров давления на датчике телеметрической системы (ТМС), пропуски и выбросы в данных. Для предварительной подготовки данных в работе использован алгоритм первичной обработки данных, суть которого состоит в обработке замеров давления на ТМС. Сама процедура алгоритма проводится следующим образом:

1-й шаг — удаление нулевых значений и выбросов (более 350×10^6 Па и менее 10×10^6 Па). Заполнение пропущенных значений интерполяцией на основе соседних значений.
2-й шаг — сглаживание кривой путем подбора коэффициентов полинома пятой степени. Для каждой пары замеров (фактическое значение — значение полинома) одного временного шага считалось абсолютное отклонение. Если абсолютное отклонение превышало $0,5 \times 10^6$ Па (то есть в данной области присутствует зашумленность данных) — точка фактического замера удалялась, а полином пятой степени перестраивался на оставшихся данных. Заполнение пропущенных значений осуществлялось на основе значений перестроенного полинома соответствующих временных шагов.

Графики исходной и результирующей кривой представлены на **рис. 1 и 2**.

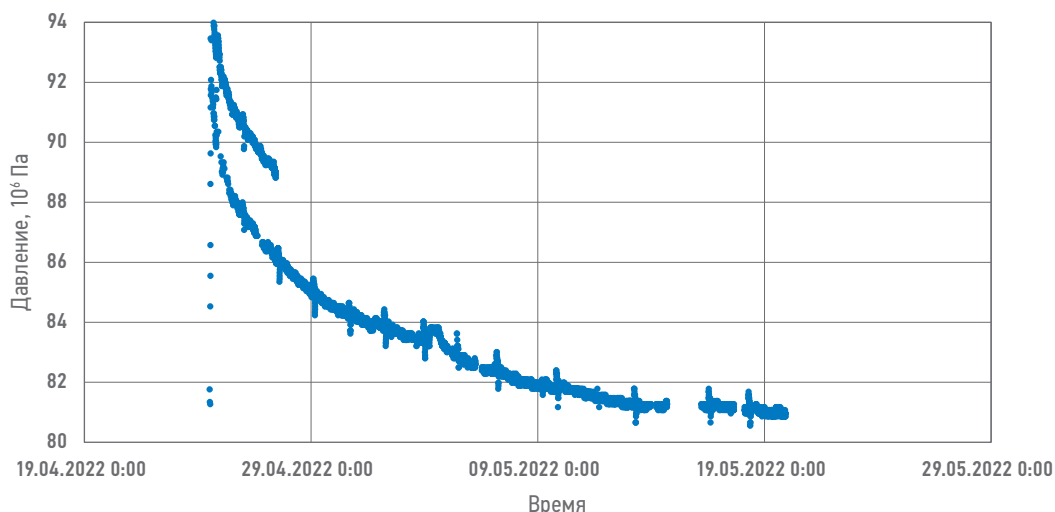


Рис. 1. Исходные данные кривой стабилизации давления. Составил В.О. Савченко
Fig. 1. Initial data of the pressure stabilization curve. Prepared by Vladislav O. Savchenko

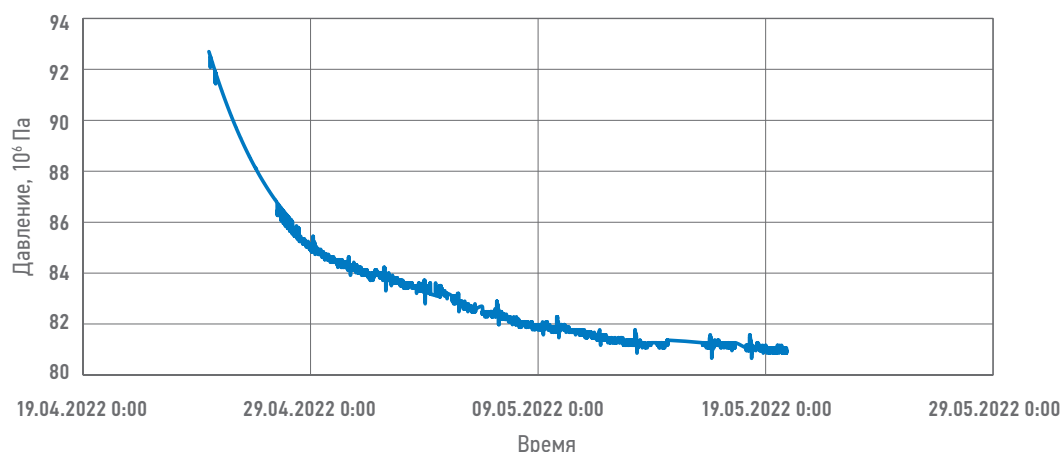


Рис. 2. Обработанные данные кривой стабилизации давления. Составил В.О. Савченко
Fig. 2. Processed data of the pressure stabilization curve. Prepared by Vladislav O. Savchenko

За период КСД брался начальный период работы скважины (запуск) на определенном режиме до первой остановки.

Для нахождения остановок под интерпретацию КВД подбирались периоды нулевой силы тока погружного электродвигателя установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). Для корректного поиска технологических остановок скважин периодического кратковременного включения (ПКВ) продолжительность найденного периода проверялась на минимальное время остановки для соответствующего объекта разработки (4 ч для высокопроницаемого и 12 ч для низкопроницаемых). Внутри выбранного ременного периода проверялось давление на датчике ТМС на монотонность (неубывание) в течение всего периода нулевой силы тока. Начало периода роста давления проверялось на значение коэффициента межремонтного периода эксплуатации насоса (больше или равно 30 дней — остановка записывалась, меньше — остановка отсеивалась).

ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Скважины рассматриваемого месторождения оборудованы датчиками ТМС, которые находятся на глубине спуска УЭЦН. В момент остановки скважины важным фактором выступает бесперебойность работы датчика для регистрации давления на приеме насоса.

Имея информацию о замерах давления на глубине спуска насоса, плотности добываемой продукцией (представленной в виде жидкости или газожидкостной смеси в зависимости от отношения забойного давления и давления насыщения), а также глубинах верхних дыр перфорации (ВДП) и спуска насоса, давление на глубине ВДП

рассчитывается по формуле (1) на каждом временном шаге КСД и КВД:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{ТМС}} + \rho_{\text{ж}} g (H_{\text{ВДП}} - H_{\text{сп}}). \quad (1)$$

Обязательным условием перед расчетом является проведение анализа кривой давления на приеме насоса. Кривая восстановления давления должна иметь монотонный характер возрастания без участков с резким изменением давления.

МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ КСД

Для автоматизации нахождения периода радиального режима фильтрации на билוגарифмическом графике КСД используется эмпирическое правило «окончание периода эффекта ВСС наблюдается на билогарифмическом графике через 1,5 логарифмического цикла от окончания единичного наклона». В данной методике кривая восстановления давления разбивается на малые участки, на каждом из которых находится производная. При нахождении участка с нулевой производной отсчитывается 1,5 логарифмического цикла, и найденная точка принимается за начало режима радиального потока. Отрезок от этой до конечной точек также разбивается на малые участки для проверки производной на каждом из участков условия равенства нулю.

В результате выделения бесконечно действующего радиального потока на кривой стабилизации давления определяются скин-фактор (по разности кривых давления и производной давления) и проницаемость пласта. Для этого из геолого-физической характеристики продуктивных пластов берутся такие показатели, как вязкость и объемный коэффициент нефти, эффективная толщина

пласта (в зависимости от принадлежности скважины объекту разработки).

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КВД И ОПТИМИЗАЦИЯ ПОИСКА КОЭФФИЦИЕНТОВ РЕГРЕССИОННОЙ МОДЕЛИ

Как правило, поведение КВД описывается типовой кривой, которая имеет вид — относительно быстрый рост давления в первое время остановки затухает, и с течением времени динамика давления стремится к некоей асимптоте, появляющейся по мере приближения значения забойного давления к пластовому. Для анализа зависимости между временем и давлением используется регрессионный анализ.

Прогнозирование значений пластового давления осуществляется при помощи регрессионной модели, поэтому ее правильная настройка значительно влияет на точность расчетов. Регрессионная модель представляет собой функцию, описывающую зависимость между количественными характеристиками системы и содержащую неизвестные значения параметров (коэффициенты регрессии).

Выбранный инструмент прогнозирования должен учитывать теоретические аспекты и физическую основу поведения кривой, поэтому перед постановкой физико-математической модели необходимо учесть теоретические основы и изучить существующие аналитические описания поведения давления в остановленной скважине.

Первым этапом в создании регрессионной модели является подбор вида функции, которые представлены в **табл. 1** (y — давление, x — время с момента остановки).

В ходе исследования тестирование проведено на ряде скважин. Ниже представлены результаты тестирования по применению различных моделей на типовой наклонно-направленной нефтяной скважине, оборудованной УЭЦН: состав притока — нефть и вода; проницаемость около $(25-30) \times 10^{-3}$ мкм²; интегральный скин-фактор равен нулю; дебит после притока небольшой, длительность остановки порядка 10 часов.

Несмотря на хорошее совпадение исходных и рассчитанных значений, поведение кривой физически не согласуется с типовым поведением кривой восстановления давления, а линейно возрастает без выхода на асимптоту. Регрессия для функции квадратного корня ближе к типовой КВД на начальном этапе исследования, однако такая модель не описывает поведение фактической КВД

при выглаживании кривой и приближении к пластовому давлению. Другими словами, происходит рост давления без выхода на асимптоту, хоть и не такое интенсивный, как для линейной регрессии. При этом наблюдается существенное отклонение рассчитанных значений от фактических.

Функция арктангенса входит в семейство функций класса сигмоид и, строго говоря, не является типовой регрессионной моделью. Однако данная функция представляет интерес ввиду схожести ее с типовой кривой КВД для случая учета притока в скважину (в случае, когда дебит послепритока существенный и приводит к резкому восстановлению давления в скважине и быстро выходит на асимптоту пластового давления). Для получения релевантных данных необходимо настроить выборку таким образом, чтобы начальный участок характеризовался динамикой пластового давления.

Получаемые данные на полиномиальных моделях, моделях показательной, степенной и экспоненциальной функций не могут быть никак обработаны для получения хоть сколько-нибудь значимых данных, описывающих действительное поведение КВД. Фактические точки хорошо аппроксимируются полиномом пятой степени, но после последней фактической точки появляется загиб кривой и «нефизичное» поведение давления.

В ходе тестирования типовых моделей (**табл. 1**) выявлена слабая предсказательная способность данных моделей, в том числе и при различных комбинациях исходных данных и результатов регрессии.

В результате проведенного анализа предложено использовать две регрессионные модели в зависимости от учета притока жидкости к скважине, так как приток жидкости к скважине после ее остановки влияет на начальный участок КВД и приводит к необходимости использования различных регрессионных моделей.

Таблица 1. Виды тестируемых регрессионных моделей
Table 1. Types of regression models under test

Модель	Вид функции
Линейная	$y = ax + b$
Арктангенс	$y = \arctg(ax) + b$
Квадратный корень	$y = a\sqrt{x} + b$
Полиномиальная	$y = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_nx^n + b$
Показательная	$y = ab^x + c$
Степенная	$y = ax^b + c$
Экспоненциальная	$y = e^{a+bx}$

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КВД В СЛУЧАЕ ОТСУТСТВИЯ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ

В реальной практике ГДИС вообще отсутствие притока к скважине практически не встречаются, так как для этого требует закрытие скважины на забое, что при различных кратковременных остановках и непосредственно в ходе самих исследований не производится. Однако для части пластов такой подход иногда применяется в случае малых проницаемостей как самого пласта, так и призабойной зоны скважины. При неярко выраженной динамике фильтрации флюида в пласте и малых дебитах послепритока наблюдается постепенное восстановление давления на забое.

Рассмотрим условия остановленной скважины для радиального режима течения для случаев:

- период работы скважины до остановки $t_{\text{раб}}$ значительно больше периода остановки $t_{\text{ост}}$ ($t_{\text{раб}} \gg t_{\text{ост}}$);
- оба периода соизмеримы ($t_{\text{раб}} \cong t_{\text{ост}}$).

Рассматриваемый радиальный режим остановленной скважины предполагает постоянство объемного дебита скважины в промежутке времени ее работы и полное прекращение притока в момент остановки. Условия остановленной скважины без учета притока описываются моделью Хорнера (2), рассматривающей закрытие скважины, как одновременное воздействие двух процессов: отбора с постоянным дебитом $q = \text{const}$ и нагнетания с дебитом $-q = \text{const}$ [3, 4].

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \frac{q \mu b}{4\pi k h} \ln \frac{t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}}{t_{\text{ост}}}, \quad (2)$$

где ΔP — разница между пластовым и забойным давлениями, Па; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление, Па; $P_{\text{заб}}$ — забойное давление, Па; q — дебит скважины до остановки, м³/с; μ — вязкость нефти, Па·с; b — объемный коэффициент, м³/м³; k — проницаемость пласта, м²; h — эффективная толщина пласта, м; $t_{\text{раб}}$ — время работы скважины до остановки, с; $t_{\text{ост}}$ — время остановки скважины, с. Для случая, когда время работы скважины много больше времени остановки скважины, можно предположить о стационарном режиме работы. Тогда уравнение (2) принимает вид (3) [3, 4]:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \frac{q \mu b}{4\pi k h} \ln \frac{2,25 \kappa t}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (3)$$

где κ — коэффициент пьезопроводности, м²/с; $r_{\text{пр}}$ — приведенный радиус скважины, м. Очевидно, что данный случай описывается следующим уравнением регрессии (4) при условии неизменности

пьезопроводности и приведенного радиуса во времени:

$$y = a \cdot \ln(x) + b. \quad (4)$$

Как видно, при построении модели выделено два коэффициента регрессии модели: a — начальный множитель перед натуральным логарифмом, b — для учета точки отсчета (давления в момент остановки). Независимая переменная x — время с момента остановки, зависимая переменная y — это давление. Коэффициент a рассчитывается исходя из установленных ранее параметров: по интерпретации КСД (k), геолого-физической характеристики продуктивных пластов (h, μ, b) и режима работы скважины до остановки (q). Коэффициент a — константа, в регрессионном анализе не участвует.

Таким образом, уравнение (4) описывает условия скважины при отсутствии послепритока. Данные условия характерны для низкопроницаемых коллекторов при относительном постоянстве физико-химических свойств поступающей из пласта продукции.

В случае, когда время работы скважины, соизмеримо со временем последующей ее остановки, при этом скважина работала на нестационарном режиме, уравнение (2) принимает следующий вид (5) [3, 4]:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \frac{q \mu b}{4\pi k h} \ln \frac{t_{\text{раб}} \cdot t_{\text{ост}}}{t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}}. \quad (5)$$

Случай описывается следующим уравнением регрессии (6):

$$y = a \cdot \ln \left(\frac{c \cdot x}{c + x} \right) + b. \quad (6)$$

При построении модели выделено три коэффициента регрессии модели: a — начальный множитель перед натуральным логарифмом, c — время работы перед остановкой, b — для учета точки отсчета (давления в момент остановки).

В данном случае коэффициенты a и c — это константы и в регрессионном анализе не участвуют.

Особенностью первой регрессионной модели является отсутствие вертикальных асимптот у графика натурального логарифма, что приводит к бесконечному возрастанию давления. В связи с этим традиционные методы определения пластового давления для рассчитанных кривых не подходят и требуется собственная методика для определения пластового давления для таких кривых. Вторая модель имеет горизонтальную асимптоту, численно равную пластовому давлению.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ КВД ДЛЯ СЛУЧАЯ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ

Послеприток приводит к резкому восстановлению давления за короткий промежуток времени и к необходимости учета сопутствующих эффектов, например сжатия и растворения газа и изменения плотности газожидкостной смеси, что усложняет пересчет давления на приеме насоса в забойное для формирования участка восстановления давления для последующей регрессии. В результате снижается предсказательная способность описанных выше моделей. Послеприток проявляется при следующих факторах:

- 1) при высоких проницаемостях пласта и хороших фильтрационно-емкостных свойствах (в том числе вызванных ГРП и МГРП);
- 2) при резком изменении плотности поступающей продукции / перераспределении фаз продукции (накопление на забое тяжелой фазы, выделение газа).

На основе анализа замечена следующая тенденция в поведении кривых: чем выше проницаемость, тем больше дебит послепритока и, соответственно, тем быстрее достигается точка перегиба, после которой давление восстанавливается очень медленно. За основу возьмем дифференциальный метод определения параметров пласта с учетом послепритока [5] (после дифференцирования):

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб} = (q - Q(t)) \frac{\mu b}{4\pi k h} \left(\ln \frac{2,25 x}{r_{пр}^2} + \frac{q \cdot \ln t + Q(t) \cdot \ln(1/t)}{q - Q(t)} \right), \quad (7)$$

где $Q(t)$ — дебит послепритока в момент времени t , с (измеренный на поверхности), м³/с. Как видно, прогнозирование КВД с учетом притока является нетривиальной задачей в силу изменения послепритока во времени, а формула (7) выведена с допущением об изменении дебита послепритока от максимального значения в момент остановки до нуля в конечный момент регистрации КВД (T) с равномерным затуханием, из уравнения (7) получим:

$$\begin{aligned} \Delta P &= P_{пл} - P_{заб} = \\ &= (q - q \cdot (T - t)) \frac{\mu b}{4\pi k h} \left(\ln \frac{2,25 x}{r_{пр}^2} + \frac{q \cdot \ln t + (qT - qt) \cdot \ln(1/t)}{q - qT + qt} \right), \end{aligned} \quad (8)$$

т. к. $Q(t) = q(T - t)$.

В связи с чем уравнение регрессии для данного случая выглядит следующим образом:

$$y = (a + bx) \cdot d \cdot \left(c + \frac{b \ln x + (e - bx) \ln(1/x)}{a + bx} \right), \quad (9)$$

где b, d, c — константы.

ОЦЕНКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ПРОГНОЗИРУЕМЫХ ЗНАЧЕНИЙ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Уравнение регрессии натурального логарифма бесконечно возрастает на всей оси абсцисс, поэтому необходим особый подход для определения такой точки кривой, значение которой можно принять за пластовое давление.

Пластовое давление соответствует точке КВД, принимаемой за выход на радиальный фильтрационный поток (РФП). Время выхода, по истечении которого в пласте наступает установившееся состояние (РФП), определяется по формуле А. Чатаса (10) [6] с учетом данных статистики по имеющимся актуальным отчетам интерпретации ГДИС опорного фонда месторождения.

$$t_y \approx \frac{m \beta_{ж} R_k^2}{4k/\mu}, \quad (10)$$

где t_k — время достижения установившегося состояния, с; R_k — радиус контура питания, см; $\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости, атм⁻¹; m — коэффициент пористости, д. ед; k — коэффициент проницаемости, Д; μ — коэффициент вязкости в пластовых условиях, сПз.

Рис. 3 показывает полученные степенные зависимости времени выхода на установившееся состояние пласта от коэффициента продуктивности для высокопроницаемого пласта АС₉ (синие точки) и для низкопроницаемых пластов АС₁₀₋₁₁, АС₁₂ (оранжевые точки), которые могут уточнять по мере проведения длительных КВД на скважинах.

Для прогнозируемой кривой предполагается обязательный выход на РФП (время прогнозирования подобрано таким образом, чтобы обязательно включать момент выхода).

При работе с другими объектами разработки необходимо формировать аналогичные актуальные зависимости.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Апробация подхода проводилась на активе Группы компаний «Газпром нефть» — новом крупном нефтяном месторождении ХМАО-Югра. На месторождении выделено четыре эксплуатационных объекта: один высокопроницаемый и три низкопроницаемых.

В качестве примера реализации описанного подхода выбрана скважина, оборудованная УЭЦН с ТМС, эксплуатирующая высокопроницаемый пласт, проницаемость которого около 26×10^{-3} мкм². За два года до остановки

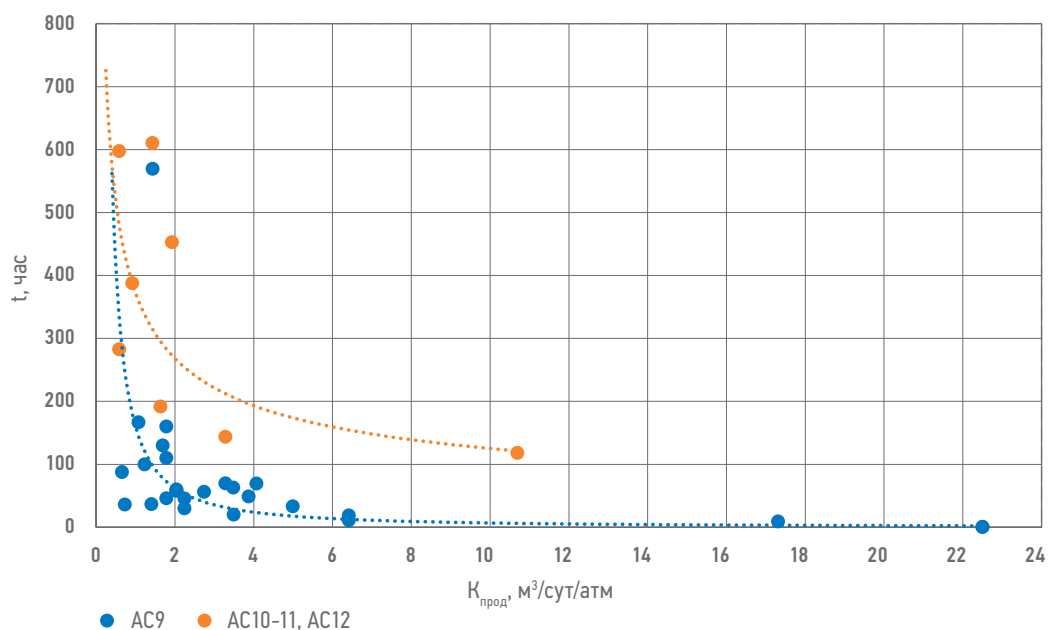


Рис. 3. Зависимость времени выхода на установившееся состояние пласта от коэффициента продуктивности для высокопроницаемого пласта AC₉ (синие точки) и для низкопроницаемых пластов AC₁₀₋₁₁, AC₁₂ (оранжевые точки). Составил В.О. Савченко

Fig. 3. Dependence of the time to reach the steady state of the formation on the productivity coefficient for the highly permeable AC₉ formation (blue dots) and for the low-permeable AC₁₀₋₁₁, AC₁₂ formations (orange dots). Prepared by Vladislav O. Savchenko

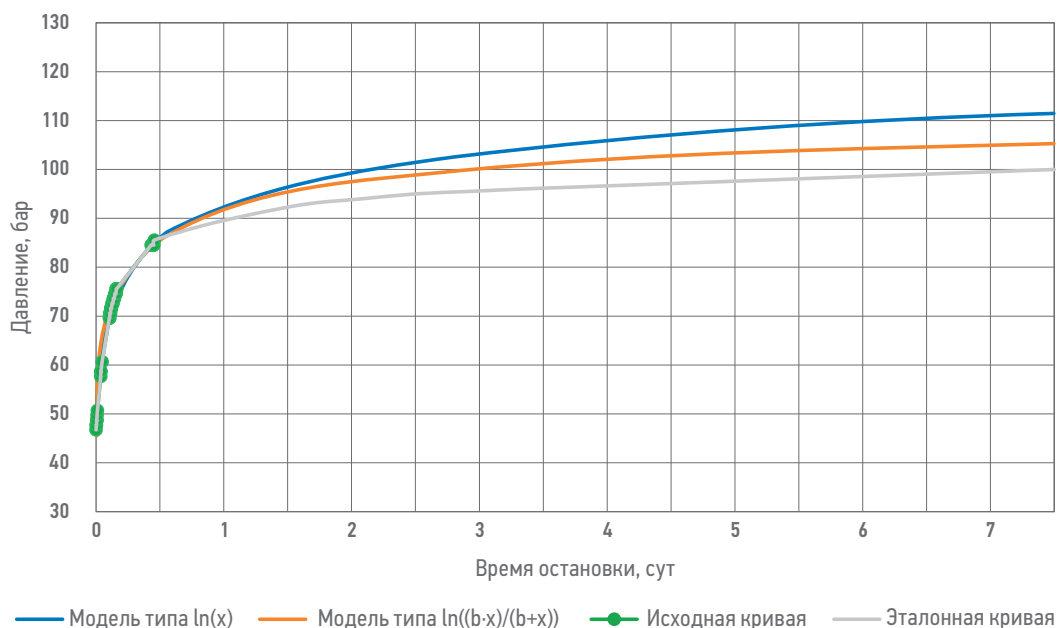


Рис. 4. Сравнение результатов регрессионных моделей и фактического замера КВД. Составил В.О. Савченко

Fig. 4. Comparison of the results of regression models and the actual measurement of pressure build-up curve. Prepared by Vladislav O. Savchenko

ГДИС на скважине проведен гидроразрыв пласта. На скважине зафиксирована технологическая остановка в июле 2022 года продолжительностью 11 часов, закрытие произведено на устье.

На **рис. 4** представлено сравнение результатов предложенного в статье подхода с кривой, полученной на коммерческом

программном обеспечении (эталонная кривая, рисунок).

Для условий тестируемой скважины (высокая проницаемость) более подходящей является модель для случая отсутствия послепритока. Расчетное пластовое давление, полученное путем интерполяции для зависимости времени восстановления от коэффициента

продуктивности для высокопроницаемого пласта на сгенерированной моделью кривой, составило 106,5 атм (по отчетам интерпретации на глубину ВДП 100,5 атм).

Метрики качества модели, следующие:

- среднеквадратическая ошибка $MSE = 13,561$;
- квадрат среднеквадратичной ошибки $RMSE = 3,682$;
- средняя абсолютная ошибка $MAE = 1,873$;
- коэффициент детерминации $R^2 = 0,854$.

На **рис. 5** представлены результаты сравнения давлений, полученные на основании проведенных расчетов по представленному в статье подходу (ось ординат), и пластовых давлений, полученных из фактической интерпретации в коммерческом программном обеспечении (ось абсцисс). Проведённый анализ показывает, что предложенный в статье подход имеет высокую степень достоверности и может быть применим в операционной деятельности при управлении добычей.

ВЫВОДЫ

В результате использования данных технических остановок и известных аналитических решений можно повысить качество контроля энергетического состояния пласта, получать кривые восстановления давления, с высокой долей точности воспроизводить КВД на основе начального участка и предшествующего стабильного режима работы и рассчитывать пластовое давление. Описанный в статье подход показывает важность данных кратковременных остановок

для понимания динамики пластового давления.

Таким образом, представлены решения для различных случаев условий остановленной скважины: без и с учетом послепритока, для стационарного и нестационарного режима работы скважины перед остановкой. Использование предшествующего периода работы скважины на определенном режиме позволяет не только найти параметры пласта, такие как проницаемость и скин-фактор, но и снизить неопределенность в дальнейшем воспроизведении кривой восстановления давления, зафиксировать часть регрессионных параметров, чтобы не допустить их сильного варьирования в широко меняющемся диапазоне.

Подход в области экстраполяции кривой восстановления давления и оценки пластового давления возможно рассматривать в качестве замены периодических долговременных остановок скважины циклами работы скважины на форсированной и сниженной депрессии, что сведет потери добычи при исследованиях к минимуму.

Предложенный алгоритм также обладает преимуществом полной автоматизации всех этапов расчетов и обработки данных, начиная с этапа очистки данных и поиска периодов КСД и КВД, заканчивая экстраполяцией и анализом восстановленной КВД. Благодаря этому данный алгоритм можно реализовать в различных цифровых системах, в том числе на цифровом двойнике месторождения.

Экстраполяция давления по КВД в область больших времен для оценки пластового

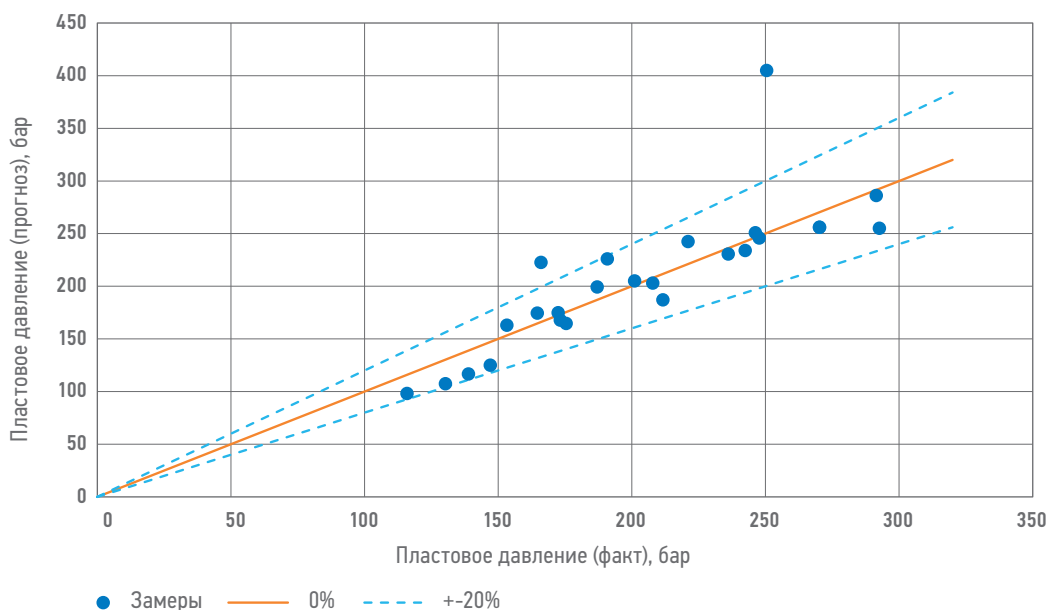


Рис. 5. Кросс-плот пластового давления для скважин. Составил В.О. Савченко
Fig. 5. Cross-reservoir pressure raft for wells. Prepared by Vladislav O. Savchenko

давления имеет очень ограниченное применение. Это допустимо для классического случая оценки пластового давления при выходе на радиальный режим течения. Тогда подобная аппроксимация

правомерна, поскольку мы с высокой долей уверенности можем говорить, что тот темп изменения давления, который мы выявили при этом режиме, сохранится в дальнейшем.

Список литературы

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: учеб. пособие. — Москва: МАКС Пресс, 2008. — 476 с. — ISBN 978-5-317-02630-1.
2. Мартюшев Д.А., Слущкина А.Ю. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2019. — № 10. — С. 26–32.
3. Давлетбаев А.Я., Асалхузина Г.Ф., Уразов Р.Р., Сарapultова В.В. Гидродинамические исследования скважин в низкопроницаемых коллекторах. Новосибирск: ООО «ДОМ МИРА», 2023. — 176 с.
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. Москва: изд-во НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. — 780 с. — ISBN 5-93972-474-4.
5. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. Москва: Изд-во «Наука», 1998. — 304 с. — ISBN 5-02-002520-8.
6. Чернов Б. С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. — Москва: Гостоптехиздат, 1960. — 319 с.
7. Савченко В. О., Горидко К.А., Картавецова И.А., Абдуллаев Р.А. Подход к оценке пластового давления и вида кривой восстановления давления при кратковременных остановках нефтяных скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 12. — С. 40–45. — <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-40-45>

References

1. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Hydrodynamic and field-technological research of wells*: textbook. manual. Moscow: MAKSPress, 2008. — 476 p. — ISBN 978-5-317-02630-1.
2. Martyshev D.A., Slushkina A.Yu. Assessment of the informative value of determining the filtration parameters of the reservoir based on the interpretation of pressure stabilization curves // *Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Georesource engineering*. — 2019. — No. 10. — Pp. 26–32.
3. Davletbaev A.Ya., Asalkhuzina G.F., Urazov R.R., Sarapulova V.V. *Hydrodynamic studies of wells in low-permeability reservoirs*. Novosibirsk: House of peace LLC, 2023. — 176 p.
4. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. *Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits*. Moscow: publishing house of SIC "Regular and chaotic dynamics", 2005. — 780 p. — ISBN 5-93972-474-4.
5. Shagiev R.G. *Investigation of wells by KVD*. Moscow: "Science", 1998. — 304 p. — ISBN 5-02-002520-8.
6. Chernov B. S., Bazlov M.N., Zhukov A.I. *Hydrodynamic methods of well and reservoir research*. Moscow: Gostoptehizdat, 1960. — 319 p.
7. Savchenko V.O., Goridko K.A., Kartavtseva I.A., Abdullaev R.A. An approach to assessing reservoir pressure and the type of pressure recovery curve during short-term shutdowns of oil wells equipped with electric centrifugal pumps // *Oil industry*. — 2023. — No. 12. — Pp. 40–45. — <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-40-45>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.О. Савченко — разработка методик прогнозирования, оценка и тестирование результатов, консультация с экспертами, разработка концепции статьи и подготовка текста, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.А. Картавецова — методологическое сопровождение и внедрение инструмента, подготовка текста статьи, оценка и тестирование результатов.

Р.А. Абдуллаев — методологическое сопровождение и внедрение инструмента.

И.О. Ходаков — экспертная поддержка по сопровождению и внедрению инструмента.

М.В. Симонов — экспертная поддержка по сопровождению и внедрению инструмента, контроль за внедрением.

Vladislav O. Savchenko — development of forecasting methods, evaluation and testing of results, consultation with experts, development of the concept of the article and preparation of the text, I agree to take responsibility for all aspects of the work.

Irina A. Kartavtseva — methodological support and implementation of the tool, preparation of the text of the article, evaluation and testing of results.

Rafael A. Abdullaev — methodological support and implementation of the tool.

Ilya O. Khodakov — expert support for maintenance and implementation of the tool.

Maxim V. Simonov — consulting and expert support on methodological support and implementation of the tool, implementation control.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владислав Олегович Савченко* — ведущий специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
РИНЦ Author ID: 1244441

Ирина Александровна Картавецва — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Рафаэль Азерович Абдуллаев — руководитель службы, Группа компаний «Газпром нефть»

Илья Олегович Ходаков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Vladislav O. Savchenko* — Leading specialist, Gazprom нефt company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
РИНЦ Author ID: 1244441

Irina A. Kartavtseva — Discipline head, Gazprom нефt company group

Rafael A. Abdullaev — Head of the service, Gazprom нефt company group

Ilya O. Khodakov — Discipline head, Gazprom нефt company group

Maxim V. Simonov — Head of centre, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author