

Метод аппроксимации недовосстановленных КВД, КПД, КВУ с целью оценки пластового давления

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10025

А.Г. Козубовский
руководитель группы НИР¹
neo.kom@inbox.ru

М.В. Гурбо
главный специалист группы НИР²
neo.kom@inbox.ru

Т.В. Кузьмина
главный специалист отдела гидродинамических исследований скважин²
KuzminaTV@tmn.lukoil.com

¹ЗАО НПО «ИнТЭК», Тюмень, Россия

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень,
Россия

В статье рассмотрен метод аппроксимации недовосстановленных КВД, КПД, КВУ степенной функцией. Показана возможность использования предлагаемой трехкоэффициентной регрессионной модели. Описана процедура нахождения оптимальных параметров эмпирической формулы. Обозначены ограничения применения метода.

Материалы и методы

В отличие от существующих схем расчета авторами предложена упрощенная трехпараметрическая регрессионная модель. Для определения параметров модели (коэффициентов) используются общепринятые процедуры линеаризации посредством логарифмирования и преобразования исходных переменных. Результаты вычислений отражены в виде графических иллюстраций и выводов, содержащих сведения от точности оценок.

Ключевые слова

аппроксимация, пластовое давление, гидродинамические исследования, уравнение, линеаризация, числовой ряд, относительная ошибка

Сведения о начальном и текущем пластовом давлении являются важным элементом в общей структуре исходной информации о нефтегазонасыщенном коллекторе, необходимой для реализации научно-исследовательских работ и проектов различных уровней в таких областях как, подсчет запасов нефти, газа и конденсата, проектирование, обустройство и контроль разработки продуктивных объектов, создание геолого-технологических моделей природных резервуаров и т.п. Выполнение обозначенных мероприятий, направленных на рациональное и эффективное извлечение углеводородного сырья из недр подразумевает производство широкого спектра инженерных расчетов по определению фильтрационных характеристик пласта, дебитов и коэффициентов продуктивности скважин, обоснованию режимов их эксплуатации, планированию отборов, прогнозу добычи и т.д., требующих в обязательном порядке знание величины пластового давления ($P_{пл}$).

Основным источником данных о пластовом давлении, помимо замеров в пьезометрических скважинах, являются гидродинамические исследования (далее — ГДИ) на нестационарных режимах фильтрации, фиксируемые в виде кривых восстановления-падения забойного давления (далее — КВД-КПД) для фонтанирующих и нагнетательных скважин и восстановления (прослеживания) уровня жидкости (далее — КВУ) или забойного давления в трубном или затрубном пространстве для непереливающих скважин.

Методы определения $P_{пл}$ по результатам интерпретации ГДИ детально рассмотрены в многочисленных публикациях отечественных и зарубежных специалистов. Для всех них единым физико-математическим базисом является решение основного уравнения движения флюидов в пористой среде (диффузии-пьезопроводности). Однако существующие алгоритмы оценок $P_{пл}$ могут считаться достоверными только при выполнении ряда ограничений, главным из которых является то, что все вычисления и выводы будут справедливыми лишь в том случае, если они получены для условий, когда между изменением давления и логарифмом функции времени закрытия наблюдается линейная связь. При этом изменение давления и время закрытия могут быть выражены в различных форматах в зависимости от используемого способа обработки исходных данных.

Правило оценки $P_{пл}$ заключается в экстраполяции выделенного прямолинейного участка до некоторых опорных значений функции времени закрытия, соответствующих уровню пластового давления. Например, для относительного времени Хорнера это будет период идентичный моменту бесконечной остановки скважины. В зависимости от конкретных условий могут вводиться корректировки полученных таким образом значений $P_{пл}$.

Необходимость обязательного наличия

линейного участка на преобразованных КВД (КПД), требует выполнения требований к длительности проведения исследований. На сегодняшний день существуют различные приемы выбора необходимого временного интервала для реализации подобных мероприятий. Расчетами и практическими наблюдениями установлено, что при прочих равных условиях для высокопроницаемых коллекторов длительность закрытия скважины до проявления линейности может быть незначительной и варьировать от нескольких минут до нескольких часов. В то же время для низкопроницаемых пластов данный период может составлять недели и даже месяцы.

Последнее обстоятельство является источником существенных затруднений для заказчика работ. Дело в том, что вынужденное прекращение эксплуатации скважины на продолжительный период для производства необходимых замеров влечет за собой потери в добыче углеводородов, что, как правило, не согласуется с коммерческими интересами недропользователя. Чтобы минимизировать подобные риски, он производит «оптимизацию» мероприятий по изучению и контролю над разработкой продуктивного объекта методами подземной газогидродинамики. Поскольку планирование работ осуществляется, как правило, без этапа предварительной оценки возможных сценариев получения конечного результата, суть «оптимизации» сводится к фиксации КВД, КПД, КВУ с недостаточной продолжительностью. Кроме того, ограничение времени исследования может быть обусловлено и иными факторами, такими как: некорректная работа или отказ регистрирующего прибора, возникновение на скважине каких-либо осложнений (например, парафино- или гидрато-образование), негерметичность устьевого оборудования и т.д.

Вышеперечисленные ситуации в зависимости от корпоративной приуроченности и конкретных горно-геологических условий проявляют себя в различной степени. Общим для них является то, что аддитивно они способствуют формированию специфической совокупности исследований, для которых характерен невыход процесса изменения давления за пределы преобладающего влияния ствола скважины. Подобным КВД, КПД, КВУ принято присваивать статус недовосстановленных. Получение необходимых сведений о свойствах пласта посредством интерпретации таких данных традиционными методами невозможно. Анализ фактических материалов показывает, что объем обозначенных некондиционных измерений может быть весьма существенным. Такое состояние дел стимулирует многих специалистов к изысканию возможности их привлечения для выполнения соответствующих оценок, что, исходя из значимости получаемой информации, представляется весьма актуальным.

Известные приемы определения

пластового давления по недовосстановленным КВД, КВД, КВУ различаются по степени простоты, изученности, трудоемкости и точности.

Наиболее сложными, на наш взгляд, являются не стандартные виды анализа исследований на основе метода интегрированных систем. Способ подразумевает объединение моделей гидродинамических параметров скважины, дополнительных априорных сведений и экспертных суждений в единую расчетную конфигурацию [1, 2 и др]. Вычисления выполняются в режиме реального времени, но в различные моменты с сопутствующим определением неизвестных характеристик посредством решения оптимизационных задач. Заключение о завершении работ принимается исходя из признака стабилизации оценок. Утверждается, что такой подход позволяет существенно сокращать временной период производства замеров и повышать точность диагностики $P_{пл}$. При этом следует отметить, что его практическая реализация требует привлечения специализированных процедур системного анализа, адаптивной идентификации, оптимизации функций, методов линейной алгебры, что значительно усложняет алгоритм получения необходимых результатов.

К достаточно простым можно отнести решения, основанные на аппроксимации фактических данных различными функциями, например, показательными, степенными, логарифмическими, полиномиальными и т.п. [3], которые, как правило, не связаны с физической природой изучаемого процесса. На практике используются в основном функции с одной переменной и минимальным количеством параметров (коэффициентов). При этом установлено, что описание ряда измерений полиномами неприемлемо, так как высока вероятность проявления экстремумов и точек перегиба, не характерных для рассматриваемой взаимосвязи анализируемых характеристик. По аналогичной причине не пригодны и сплайн-функции. Наиболее предпочтительным представляется использование монотонно изменяющихся функциональных зависимостей. При этом необходимо заметить, что точность оценок применения таких функций в простейших, классических форматах представления не велика, поскольку они недостаточно чувствительны к многообразной специфике изменений исследуемых значений давления и времени в течение периода замера. В результате достоверность определений искомых величин носит не устойчивый характер.

Следует понимать, что методы аппроксимации не являются результатом решения основного уравнения фильтрации и не могут рассматриваться в качестве равнозначной замены традиционным приемам интерпретации. Тем не менее, при определенных условиях, когда отсутствует необходимая достоверная информация (или ее недостаточно) и существует потребность в оперативных оценках они, несомненно, могут представлять интерес и быть востребованными. Существенным резервом для повышения аутентичности отображения зафиксированной совокупности замеров является привлечение к процессу аппроксимации функций более сложной структуры. В рамках данной статьи рассматривается один из возможных

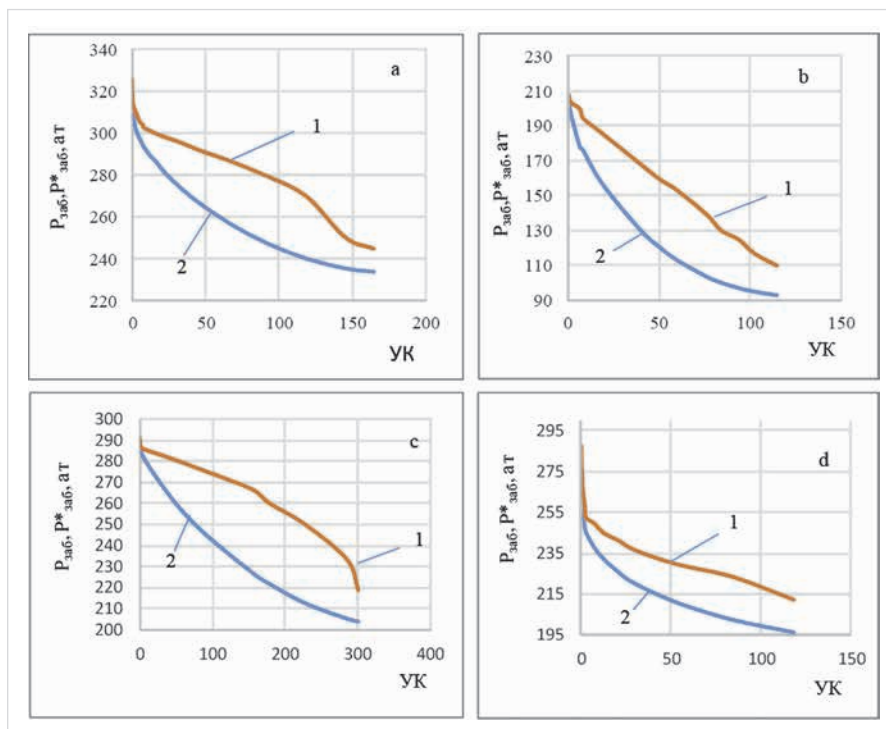


Рис. 1 — Сопоставление исходных (1) и преобразованных (2) соотношений между $P_{заб}$, P^* и UK : 1. $P_{заб} = f(UK)$, 2. $P^* = f(UK)$

Fig. 1 — Comparison of the original (1) and transformed (2) relations between $P_{bottomhole}$, P^* and Slope: 1. $P_{bottomhole} = f(slope)$, 2. $P^* = f(slope)$

методов применения подобных регрессионных моделей.

В предлагаемой последовательности вычислений исходные сведения о зависимости изменения забойного давления от времени используются в формате аналогичном методу Арпса-Смита [4] с той лишь разницей, что функцию $P' = (dP_{заб}/dt)$ и аргумент $P_{заб}$ поменяли местами. Производная давления, P' на графике $P_{заб} = f(t)$ выражается угловым коэффициентом касательной (далее — UK) к анализируемой кривой в конкретной точке и в соответствии с [5] ее можно идентифицировать как функцию роста.

Первичное рассмотрение и систематизация фактического материала показали, что конфигурация графического представления взаимосвязи анализируемых величин ($P_{заб}$ и UK) различна и варьирует от кривых выпуклых вниз до кривых выпуклых вверх (рис. 1, кривые 1). Данный факт может служить причиной определенных осложнений при дальнейшем выборе уравнения регрессии. С целью упрощения последующих вычислений была произведена замена значений $P_{заб}$ на величину расчетного псевдозабойного давления $P^*_{заб}$, зависящего от UK . Такая трансформация выходной переменной позволила унифицировать форму зависимости $P^*_{заб} = f(UK)$ (рис. 1, кривые 2) и упростить алгоритм обработки измерений для оценки параметров описывающей их эмпирической формулы.

Суть положения о нахождении $P_{пл}$ исходя из фактической совокупности зафиксированных $P^*_{заб}$ и UK сводится к определению величины $P^*_{заб}$ при UK равном нулю, поскольку из очевидных геометрических и физических представлений следует, что при нулевом значении аргумента уровень $P^*_{заб} = P_{заб}$, которое в данной точке соответствует пластовому давлению. Озвученный принцип позволил сузить диапазон выбора аппроксимирующих уравнений. В частности, из поискового перечня

были исключены логарифмические и параболические функции, так как при $UK=0$ область их существования не определена. О нежелательности привлечения для данной цели полиномов различных степеней уже было сказано выше.

Авторы остановили свой выбор на степенной зависимости, нашедшей достаточно обширное применение в различных областях статистических методов анализа. Практикой установлено, что наиболее эффективными следует считать эмпирические формулы с количеством коэффициентов не более трех. Больше число параметров вносит значительные осложнения в процедуру идентификации их численных значений. С другой стороны, ранее уже упоминалось, что подобные формулы в простейшем выражении (с двумя коэффициентами) не всегда могут гарантировать получение точного результата в силу их недостаточной чувствительности к высокой вариативности форм изменения исходных данных. Исходя из сказанного, исследовалась возможность использования трехпараметрического уравнения вида:

$$P^*_{заб} = \pm A(UK)^B + C \quad (1),$$

где $P^*_{заб}$ — выходная переменная;
 UK — объясняющая переменная;
 A, B, C — коэффициенты.

Знак «+» используется при интерпретации КВД, «-» соответственно, при КВД.

Для оценки констант A, B, C необходимо преобразовать уравнение 1 таким образом, чтобы оно стало линейным относительно аргумента и коэффициентов. Одним из наиболее часто применяемых методов линеаризации является логарифмирование. В конкретном случае такой прием не приводит к желаемому результату. Переход к линейной модели требует подбора соответствующих преобразований переменных. Наиболее очевидны два варианта.

Первый: производится замена $P^*_{заб}$ на

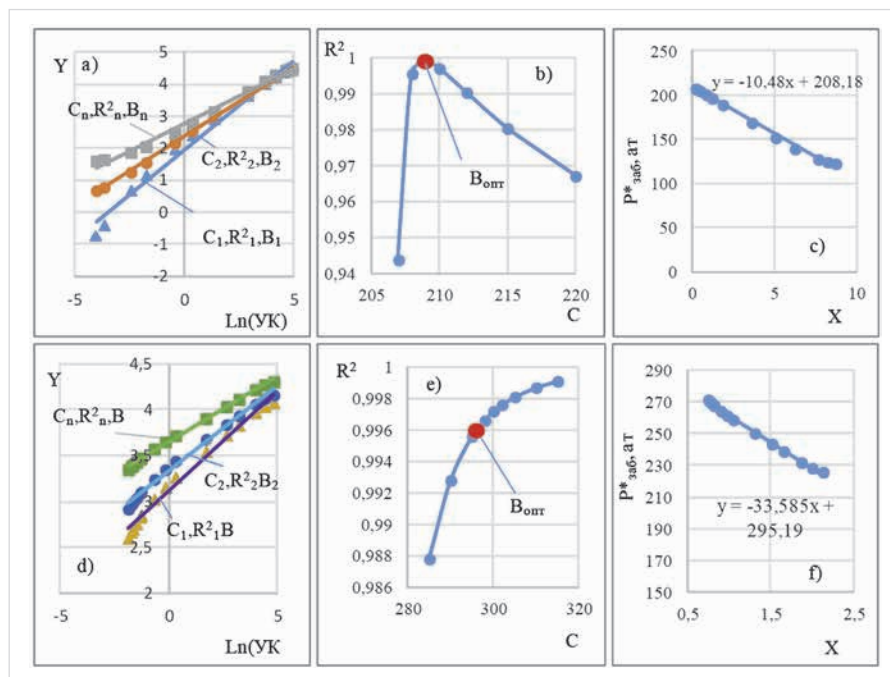


Рис. 2 — Графическая иллюстрация последовательности выполнения расчетов при оценке $P_{пл}$ по предлагаемому методу:

a), b), c) при наличии экстремума функции $R^2-f(C)$
d), e), f) при отсутствии экстремума функции $R^2-f(C)$
Fig. 2 — Calculation sequence for estimating reservoir pressure using the proposed method:
a), b), c) when function $R^2-f(C)$ reaches extremum on interval
d), e), f) when function $R^2-f(C)$ doesn't reach extremum on interval

величину $y = (P_{заб}^* - C)$. Последующее логарифмирование полученного выражения и замещение $\ln(y)$ на Y позволяет получить линейное соотношение между Y и $\ln(YK)$.

Второй: введение комплекса $X = (YK)^B$. Тогда исходное уравнение принимает линейную форму. Несмотря на простоту рассматриваемых трансформаций, они могут быть практически реализованы лишь при условии, что цифровые представления «В» и «С» известны. Но все дело в том, что они-то, как раз и являются искомыми характеристиками. Это затруднение авторами предлагается устранить методом, суть которого заключается в следующем.

На первом этапе производится последовательное вычисление выражения $y = (P_{заб}^* - C)$ при различных величинах «С». Обязательно должно соблюдаться условие,

что «у» не должен быть отрицательным или равен нулю. Максимальный уровень «С» оценивается исходя из цифрового отображения $P_{заб}^*$ в начальной точке анализируемой кривой. Шаг изменения «С» выбирается произвольно. Дальнейшая линейаризация полученных совокупностей соотношений «у» и «YK» посредством логарифмирования позволяет напрямую, без обратных преобразований, получить сведения о коэффициенте «В», рис. 2а, 2д.

На втором этапе осуществляется предварительное тестирование параметра «С» на предмет выбора его наиболее предпочтительного значения. Для этого строится график зависимости $R^2-f(C)$, где R^2 коэффициент детерминации корреляционной связи между «Y» и «Ln(YK)». В случае, если на нем присутствует положительный экстремум R^2

(рис. 2б), то для производства последующих вычислений определяется уровень «С», соответствующий данной точке исхода из которого, оценивается величина «В». Зафиксированные таким образом «В» и «С» считаются оптимальными — $B_{опт}$ и $C_{опт}$. Если положительный экстремум R^2 на графике отсутствует (рис. 2е), то процедура нахождения оптимума по показателю «С» выполняется в соответствии с рекомендациями [6, 7].

На третьем этапе, используя $B_{опт}$, преобразуют переменную YK к виду $X = (YK)^{B_{опт}}$ и посредством графических построений (рис. 2с, 2f) уточняют параметр «С», цифровое выражение которого в итоге и принимают за оценку пластового давления, $P_{пл}^*$. При этом предполагается, что линейный характер взаимосвязи между $P_{заб}^*$ и «X» имеет место во всем диапазоне изменения аргумента от положительных значений до нуля.

С целью проверки возможности практического использования предлагаемого приема была сформирована выборка из результатов исследований на неуставившихся режимах фильтрации 79 скважин ряда месторождений Западной Сибири с различной геометрией их окончания: вертикальных, наклонно направленных, горизонтальных. Стратиграфическая приуроченность анализируемых объектов варьировала от отложений сеномана до пластов юрского возраста. Характер насыщения исследуемых коллекторов был так же различен. В выборке представлены залежи нефтяные, газоконденсатные и «сухого» газа.

Исходный информационный массив был представлен кривыми трех видов: КВД (35), КПД (26), КВУ (18).

КВД зафиксированы на поисково-разведочных и добывающих скважинах, которые эксплуатировались в режиме фонтанирования. КПД зарегистрированы как на устье, так и на забое нагнетательных скважин. КВУ записаны в добывающих непереливающих скважинах механизированного фонда.

Характерным для выбранных кривых изменения забойного давления являлось то, что они достигли стационарного периода, т.е. были полностью восстановленными.

С целью корректного сравнения величины YK для различных скважин они определялись при одинаковом значении параметра dt. Было установлено, что скорости изменения

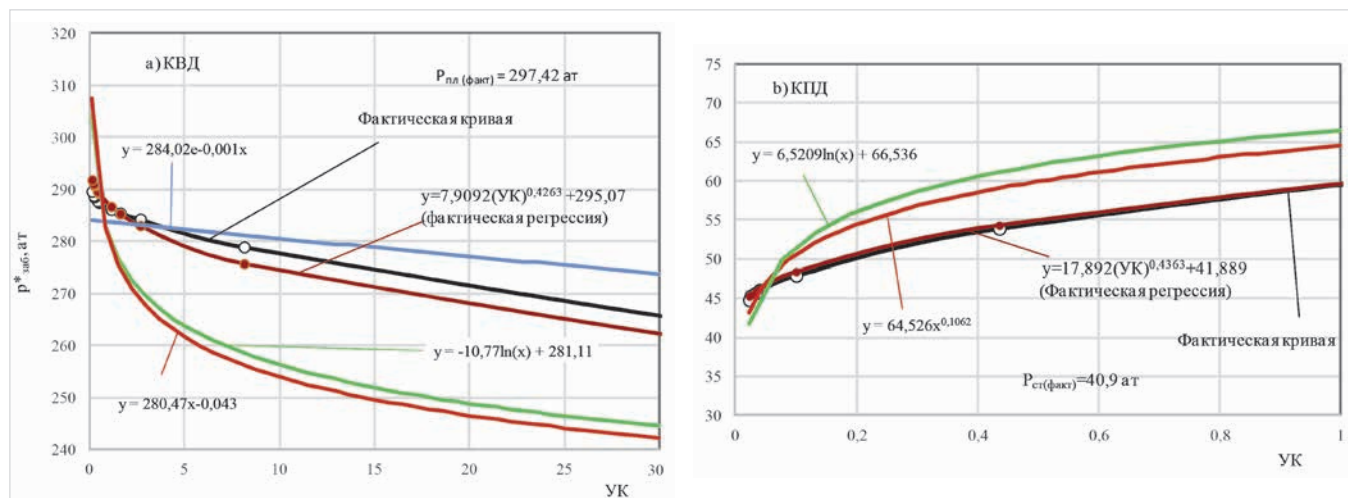


Рис. 3 — Сравнение описания числового ряда предлагаемым методом и простейшими двух коэффициентными функциями в пределах фактических измерений

Fig. 3 — Comparison of numerical series by the proposed method and the simplest two coefficient functions in the range of actual measurements

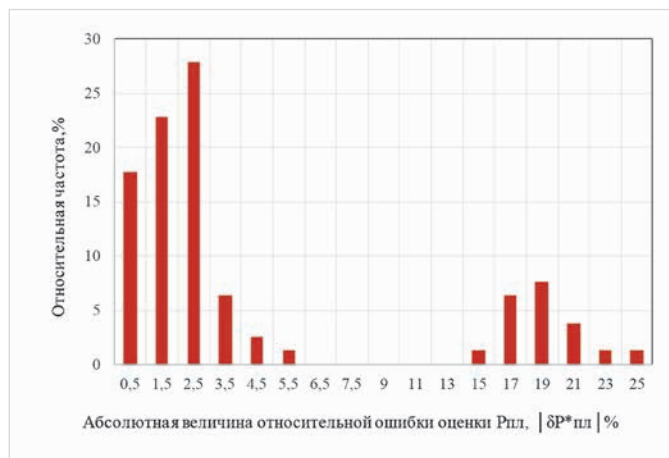


Рис. 4 — Гистограмма интервального распределения абсолютной величины относительной ошибки оценки пластового давления, $|\delta P^*_{пл}|$
 Fig. 4 — Histogram of the interval distribution of an absolute value of relative error of formation pressure estimation, $|\delta P^*_{reservoir}|$

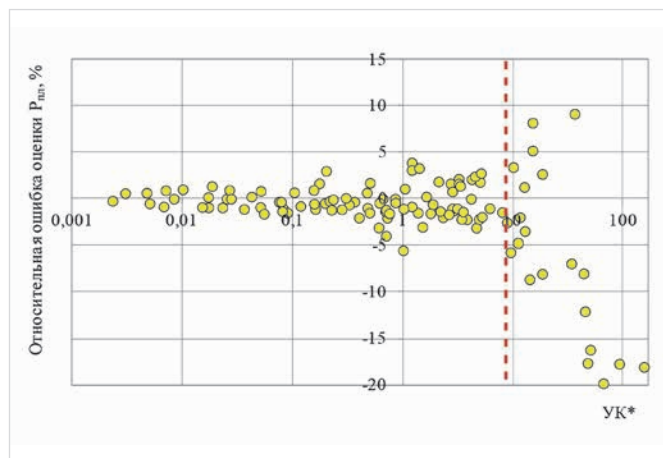


Рис. 5 — Взаимосвязь величины относительной ошибки оценки пластового давления от уровня параметра УК на конечном участке фактической кривой изменения забойного давления во времени
 Fig. 5 — Relationship between relative error of reservoir pressure estimation and slope of the final part of the bottomhole pressure curve

функции роста на определенных отрезках временной шкалы конкретного фактического ряда измерений могут отличаться от аналогичного параметра других подобных рядов, в силу чего сведения о исследованиях были разделены на два множества:

1. кривые, у которых угловой коэффициент на начальном участке варьировал от 15 до 350 в размерности [давление/время]. Для динамики изменения забойного давления во времени с такими характеристиками характерно наличие участка с интенсивным ростом $P_{заб}$ сразу же после закрытия скважины («крутые»). Подобные кривые представляли основной объем исходной выборки;

2. кривые, у которых угловой коэффициент на начальном участке изменялся в диапазоне от 1,27 до 8,5 («пологие»). Такая форма присуща коллекторам с низкой проницаемостью и длительным периодом восстановления давления.

В качестве базы сравнения по фактическим данным производился расчет пластового давления в программном комплексе Saphir методом Хорнера. Далее осуществлялось сопоставление базовых величин $P_{пл}$ с его оценкой по предлагаемому способу. Наиболее характерный пример сравнения описания анализируемого числового ряда предлагаемым методом и простейшими функциями с двумя коэффициентами в пределах фактических измерений представлен на рис. 3.

Совокупные результаты вычислений приведены на рис. 4. Из гистограммы интервального распределения абсолютной величины относительной ошибки оценки пластового давления, $|\delta P^*_{пл}|$, выраженной в процентах, видно, что максимальное количество определений $|\delta P^*_{пл}|$ находится в интервале 0,5–2,5%. Данный факт свидетельствует о том, что предлагаемый вид регрессионной модели достаточно адекватно позволяет аппроксимировать процесс восстановления давления при условии наличия сведений о его изменении во всем диапазоне, от $P_{нач}$ до $P_{пл}$.

Присутствие области повышенных значений ошибки (15–25%) объясняется использованием КВД, осложненных неоднородностями различной геологической природы, что

предсказуемо предопределило отрицательный результат.

Проблема дефицита необходимых кондиционных измерений пластового давления обусловлена существенным количеством исследований с недостаточной продолжительностью регистрации измеряемых параметров. В связи с этим, интерес представляет изучение возможностей метода в части использования недовосстановленных кривых для оценки $P_{пл}$ с необходимой для технологических расчетов точностью. Для этого была реализована процедура укорачивания исходных зависимостей $P^*_{заб} - f(УК)$ до различных уровней аргумента в последней точке — $(УК^*)$. На сгенерированных таким образом модельных кривых, по оставшейся части численного ряда в соответствии с ранее рассмотренной последовательностью действий производилось вычисление константы «С» (или, что тоже самое, $P^*_{пл}$) эмпирического уравнения.

Для первого множества итог произведенных расчетов в виде графической иллюстрации приведен на рис. 5. Из рисунка следует, что относительная ошибка в определении конечного показателя в интервале изменения углового коэффициента от 0,0023 до 6–8 преимущественно находится в диапазоне $\pm 2,5\%$, что можно считать результатом с допустимой точностью экстраполяции. Дальнейший рост углового коэффициента приводит к резкому возрастанию относительной ошибки. Отображаемое на рисунке соотношение между $\delta P^*_{пл}$ и $УК^*$ позволяет однозначно выделить критическое значение $УК^*$, равное 6–8, выше которого оценка $P^*_{пл}$ считается неприемлемой.

Для второго множества получены аналогичные результаты. $\delta P^*_{пл}$ варьирует от -1,45 до 2,63% при изменении $УК^*$ от 0,0027 до 3,5. Однако незначительный объем выборки, по мнению авторов, не позволяет сделать предметные выводы. Конкретизация заключений требует дополнительного изучения вопроса.

Таким образом, рассмотренные возможности предлагаемого метода, по мнению авторов, дают основание утверждать о допустимости его применения для аппроксимации недовосстановленных КВД, КПД, КВУ используемой регрессионной моделью с

целью оценки пластового давления. При этом необходимо отметить, что метод не предполагает расчет фильтрационных характеристик пласта.

Метод не соответствует статусу универсального и реализуем в рамках определенных ограничений, преобладающими из которых являются:

- однородность коллектора, не осложненного искусственной трещиноватостью и непроницаемыми границами различной геометрии и природы;
- отсутствие на исходных КВД, КПД, КВУ, особенно на их конечных участках, не характерных искажений в виде «выбросов», «провалов», «разрывов» в величинах числовых параметров;
- отсутствие на конечных участках КВД, КПД, КВУ искажений, обусловленных проявлением естественной трещиноватости и фазовых превращений;
- ствол скважины в границах пласта может быть вертикальным, наклонно направленным, горизонтальным, но не многозабойным и разветвленно-многоствольным.

Рассмотренный подход может быть использован для:

- реализации специальных технологических вычислений;
- создания дополнительной информационной основы при построении карт изобар;
- обосновании критерия «восстановленности» кривых, как элемента интегрального показателя качества исследований [8] и пр.

Итоги

Рассмотренные возможности предлагаемого метода, по мнению авторов, дают основание утверждать о допустимости его применения для аппроксимации недовосстановленных КВД, КПД, КВУ используемой регрессионной моделью с целью оценки пластового давления.

Выводы

Рассмотренный подход оценки пластового давления может быть использован, например, для:

- 1. реализации специальных технологических вычислений;

2. создания дополнительной информационной основы при построении карт изобар;
3. обосновании критерия «восстановленности» кривых, как элемента интегрального показателя качества исследований [8] и пр.

Литература

1. Сергеев В.Л., Ананов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований с учетом априорной информации // Известия томского политехнического университета. 2010. №5. С. 50–52.
2. Кемерова П.А., Сергеев В.Л., Ананов А.С. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин адаптивным методом детерминированных

- моментов давлений // Известия томского политехнического университета. 2011. №5. С. 47–50.
3. Пономарева И.Н. Исследование и совершенствование методов оценки состояния прискажинных зон продуктивных пластов // Автореферат диссертации. Тюмень. 2011.
 4. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2006. 512 с.
 5. Саркисян С.А., Каспин В.И., Лисичкин В.А., Минаев Э.С. Теория прогнозирования и принятия решений. М.: Высшая школа. 1977. 351 с.
 6. Надикто В., Величко О. Означення точки

- оптимальности кривой та способ її визначення. Техніка і технології // АПК. 2014. №2 (53). С. 16–18.
7. Величко Е.В., Надикто В.Т. Определение точек оптимальности двух классов двухзонных функций // Инженерный журнал: наука и инновации. 2014. № 5. [Электронный ресурс]. DOI: 10.18698/2308-6033-2014-5-1298.
 8. Козубовский А.Г., Ефимов А.Д., Кузьмина Т.В. Использование обобщенной функции желательности Харрингтона для оценки качества гидродинамических исследований скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 9. С. 27–30.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

UDC 622.276

The method of approximation incomplete recovery of pressure at Build-Up, Pressure Falloff, level recovery to determine reservoir pressure

Authors

Aleksandr G. Kozubovsky — head of research group¹; neo.kom@inbox.ru
Mikhail V. Gurbo — chief specialist of research group¹; neo.kom@inbox.ru
Tat'yana V. Kuzmina — chief specialist department well test²; KuzminaTV@tmn.lukoil.com

¹JSC "InTEK", Tyumen, Russian Federation

²Tyumen branch of "LUKOIL-Engineering" LLC "KogalymNIPIneft", Tyumen, Russian Federation

Abstract

This paper proposes the method of approximation incomplete recovery of pressure at Well-test. The authors propose simplified three-parameter regression model. A procedure is described finding optimal parameter of the empirical formula. Limits of applicability are described.

Materials and methods

In contrast to the existing calculation schemes, simplified three-parameter regression model is proposed. To determine the model parameter values (coefficients), conventional linearization

procedures are used by means of logarithmization and transformation of the initial variables. The results of the calculations are in the form of graphic illustrations and conclusions containing information from the accuracy of the estimates.

Keywords

approximation, number series, the equation, linearization, relative error, reservoir pressure, well test, Build-Up, Pressure Falloff

Results

According to the authors the proposed

method allows to approximate of the incomplete recovery of pressure at Build-Up, Pressure Falloff for to estimate reservoir pressure.

Conclusions

The proposed approach for estimation reservoir pressure can be used, for example, for:

1. special technological calculations;
2. creating an additional information base when building isobar maps;
3. substantiation of the criterion of "restoration" of curves, as an element of the integral indicator of research quality.

References

1. Sergeev V.L., Ananov A.S. *Metod adaptivnoy identifikatsii gidrodinamicheskikh issledovaniy s uchetom apriornoy informatsii* [The method of adaptive identification of hydrodynamic studies taking into account a priori information]. Izvestia of Tomsk Polytechnic University, 2010, issue 5, pp. 50–52.
2. Kemerova P.A., Sergeev V.L., Ananov A.S. *Interpretatsiya nestatsionarnykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin adaptivnym metodom determinirovannykh momentov davleniy* [Interpretation of non-stationary hydrodynamic studies of wells by an adaptive method of deterministic pressure moments]. Izvestia of Tomsk Polytechnic University, 2011, issue 5, pp. 47–50.
3. Ponomareva I.N. *Issledovanie i sovershenstvovanie metodov otsenki sostoyaniya priskvazhinnykh zon produktivnykh plastov* [Research and improvement of methods for assessing the state of the near-wellbore zones of productive layers]. Abstract of the thesis. Tyumen, 2011
4. Erlager R. *Gidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin* [Hydrodynamic methods for well testing]. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Studies, 2006, 512 p.
5. Sarkisyan S.A., Kaspin V.I., Lisichkin V.A., Minaev E.S. *Teoriya prognozirovaniya i prinyatiya resheniy* [Theory of forecasting and decision making]. Moscow, High school, 1977, 351 p.
6. Nadikto V., Velichko O. *Oznachennyya tochki optimumu krivoi ta sposib ii viznachennyya. Tekhnika i tekhnologii* [Definition of the point of optimum of the curve and methods of determination. Technique and technology]. AIC, 2014, issue 2 (53), pp. 16–18.
7. Velichko E.V., Nadykto V.T. *Opreделение tochek optimuma dvukh klassov dvukhzonnykh funktsiy* [Determination of the optimum points of two classes of two-zone functions]. Engineering Journal: Science and Innovations, 2014, issue 5. DOI: 10.18698/2308-6033-2014-5-1298.
8. Kozubovskiy A.G., Efimov A.D., Kuz'mina T.V. *Ispol'zovanie obobshchennoy funktsii zhelatel'nosti Kharringtona dlya otsenki kachestva gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin* [Using the generalized desirability function of Harrington to assess the quality of hydrodynamic studies of wells]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2015, issue 9, pp. 27–30.