



Метод априорной оценки эффективной радиальной проницаемости для повышения информативности интерпретации искаженных кривых восстановления давления в скважинах с горизонтальным окончанием

Т. В. Кузьмина^{1*}, А. Г. Козубовский², С. К. Сохошко³, М. Ю. Савастын³

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

²ЗАО НПО «ИнТЭК», Тюмень, Россия

³Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Аннотация. Эффективная радиальная (горизонтальная) проницаемость является важной характеристикой флюидонасыщенного коллектора, сведения о которой позволяют решать многие задачи научной и промысловой практики нефтегазовой отрасли.

Эффективная радиальная проницаемость устанавливается методами гидродинамических исследований на нестационарных режимах фильтрации, которые в условиях текущего состояния разрабатываемой залежи дают возможность производить определения данного параметра с учетом особенностей геолого-промысловой обстановки на момент фиксации соответствующих измерений. Однако в некоторых ситуациях, например, таких как недостаточное время закрытия скважины, «зашумленность» замеров забойного давления, технические осложнения в лифтовом подъемнике, нарушение технологии работ и тому подобное, регистрируемые временные зависимости отклика пласта на изменение его стационарного состояния могут быть существенно искажены, что обуславливает неоднозначность их интерпретации со снижением информативности, особенно для скважин со сложной геометрией окончания. В подобных случаях актуальны и востребованы приемы априорного задания перед обработкой кривых давления начальных приближений искомых характеристик, в том числе и эффективной проницаемости. Один из таких подходов — метод ее прогноза на основе статистических моделей с привлечением к процедуре оценок косвенных показателей.

Цель статьи — описание последовательности действий для исполнения алгоритма определения начальных приближений эффективной радиальной проницаемости, в котором для расчетов применены размерные и безразмерные критерии, представляющие собой комплексы величин, отражающих сочетание геометрических особенностей забоя, физико-геологических свойств коллектора, фактическую энергетическую характеристику объекта добычи, промысловые материалы. В качестве исходной информации использовались итоговые заключения интерпретации геофизических и гидродинамических исследований. Для достижения требуемого решения привлечен инструментарий математической статистики.

Предлагаемый методический подход применим для производства обработки осложненных побочными эффектами кривых давления с обеспечением при этом достоверных оценок эффективной радиальной проницаемости пласта. Он осуществим в любой скважине, где необходимая для вычислений основа существует и может быть доступна.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, статистические модели, корреляция, прогноз, энергетическая характеристика залежи, эффективная радиальная проницаемость

Для цитирования: Метод априорной оценки эффективной радиальной проницаемости для повышения информативности интерпретации искаженных кривых восстановления давления в скважинах с горизонтальным окончанием / Т. В. Кузьмина, А. Г. Козубовский, С. К. Сохошко, М. Ю. Савастын. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-5-74-88 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 5. — С. 74–88. — EDN: FOJTA

Method for a priori estimation of effective radial permeability to enhance the informativity of interpretative value of distorted pressure recovery curves in horizontally completed wells

Tat'yana V. Kuzmina^{1*}, Aleksandr G. Kozubovsky², Sergey K. Sokhoshko³, Mikhail Yu. Savastin³

¹Branch of LLC LUKOIL-Engineering "KogalymNIPIneft" in Tyumen, Tyumen, Russia

²InTEK CJSC, Tyumen, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Abstract. Effective radial (horizontal) permeability is a crucial characteristic of a fluid-saturated reservoir. Understanding this parameter assists in addressing various scientific and practical challenges in the oil and gas industry.

Effective radial permeability is determined through hydrodynamic studies conducted under unsteady filtration conditions. In the current state of a developing reservoir, these methods enable the estimation of this parameter while considering the geological and field contexts at the time of measurement. However, certain circumstances — such as inadequate well shut-in time, noisy bottom-hole pressure measurements, technical problems with the lift system, or deviations from operational procedures — can lead to significant distortions in recorded time-dependent reservoir responses. This results in ambiguous interpretations and diminishes the informative value, particularly in wells with complex completion geometries. In such cases, methods for a priori assignment of initial estimates of sought parameters, including effective permeability, before processing pressure curves become valuable and necessary. One approach involves a prediction method based on statistical models that utilize indirect indicator assessments.

This paper aims to describe the sequence of steps involved in implementing an algorithm to determine initial estimates of effective radial permeability. This algorithm employs both dimensional and dimensionless criteria. They are set of quantities, which reflect the combination of geometric features of the wellbore, physicogeological properties of the reservoir, the actual energy characteristics of the production object, and field data. The paper used the conclusions drawn from geophysical and hydrodynamic studies interpretations as the initial data. This work applied mathematical statistical tools to achieve the required solutions.

The proposed methodological approach is suitable for processing pressure curves that are complicated by side effects, while ensuring reliable estimates of the effective radial permeability of the reservoir. This method can be applied to any well where the necessary data for calculations is available.

Keywords: hydrodynamic studies, statistical models, correlation, prediction, energy characteristics of the reservoir, effective radial permeability

For citation: Kuzmina, T. V., Kozubovsky, A. G., Sokhoshko, S. K., & Savastin, M. Yu. (2025). Method for a priori estimation of effective radial permeability to enhance the informativity of interpretative value of distorted pressure recovery curves in horizontally completed wells. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 74-88. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-5-74-88

Введение

Проницаемость — это способность горной породы пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления. Информация о данном качестве пористой среды позволяет выполнять широкий спектр вычислений, связанных с процессом течения в ней пластовых флюидов.

Важным звеном в общей структуре знаний о проницаемости пласта служат различные виды гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации, которые наряду с лабораторными анализами естественного кернового материала и эмпирическими связями типа «кern-интерпретация геофизического каротажа» формируют ценный источник сведений об обсуждаемом свойстве нефтегазонасыщенного резервуара. При этом необходимо уточнить, что под проницаемостью коллектора понимается его фильтрационная характеристика в удаленной от

скважины области в отличие от таковой в призабойной зоне, которая может быть существенно искажена, например, процессами первичного и вторичного вскрытия продуктивного интервала, операциями освоения и интенсификации притока, фазовыми превращениями.

Следует иметь в виду и то, что независимо от направления движения флюида измерениями на образцах горной породы и петрофизическими моделями в основном осуществляют оценки абсолютной проницаемости, $k_{абс}$ по выбранной пространственной координате, в то время как при гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС) определяется средняя эффективная проницаемость, $k_{эфф}$ по пластовому флюиду в границах радиуса исследования скважины. Сопоставление величин проницаемости в горизонтальной (радиальной) плоскости (k_r), установленной различными способами (керн, керн-геофизика, ГДИС), показывает, что анализируемые значения, как правило, существенно отличаются друг от друга и сравнение их не корректно [1–4]. Отмеченный факт ассоциируют с различием в конкретике условий, при которых производят измерения k_r .

Проницаемость коллектора не является постоянной величиной. Доказано, что она может изменяться в процессе жизненного цикла разрабатываемого объекта добычи. Возможные трансформации k_r при этом фиксируются преимущественно (особенно для горизонтальных и более сложных пространственных конфигураций забоев) приемами ГДИС, так как они наиболее адаптированы к геолого-промысловой ситуации на момент проведения исследований, что считается их несомненным преимуществом относительно других методов.

В то же время необходимо принимать во внимание то, что диагностика достоверных уровней k_r при реализации ГДИС может быть ограничена случаями искажения забойного давления ($P_{заб}$) из-за присутствия технических осложнений в скважине, неисправности средств измерений (например, дрейф прибора), шумов различной природы, ограничений технологического, организационного и коммерческого характера. Сказанное, в совокупности, способно в существенной мере усложнить процесс вычисления значений k_r по ГДИС и даже сделать его невозможным при использовании традиционных способов обработки кривых $P_{заб}$.

При таком развитии событий для упрощения процедуры интерпретации зарегистрированных «дефектных» кривых давления востребованы и актуальны для любых профилей забоев методические подходы априорного задания начальных приближений k_r , установленных на основе статистических моделей, которые значительно облегчают численную идентификацию k_r при анализе исходных замеров отклика пласта на изменение его стационарного состояния.

Объект и методы исследования

Разработка модели априорной оценки начальных приближений эффективной радиальной проницаемости коллектора для оптимизации интер-

претации осложненных кривых восстановления давления (КВД), кривых падения давления (КПД), кривых стабилизации давления (КСД) в скважинах с горизонтальным окончанием.

Оценка эффективной радиальной проницаемости в горизонтальных скважинах по данным интерпретации КВД, КСД, КПД

При ГДИС численные определения величины k_r в горизонтальных скважинах выполняются исходя из заданных свойств пласта, насыщающих его флюидов и уклона прямолинейного участка КВД, КСД, КПД, представляемых в полулогарифмическом масштабе кривых $P_{\text{заб}}-f(t)$, где $P_{\text{заб}}$ — забойное давление, t — время регистрации замеров. Выделенный интервал должен соответствовать псевдорadiaльному режиму течения (ПРТ), который диагностируется по графику производной $P_{\text{заб}}$, выполненному в системе логарифмических координатных осей. Заметим, что в горизонтальных скважинах могут иметь место и другие режимы течения, а именно ранний радиальный и ранний линейный. Алгоритм интерпретации ГДИС предусматривает возможность оценки k_r для условий их проявления, но для этого требуется привлечение к расчетам дополнительных параметров — эффективной длины ствола $L_{\text{эф}}$, среднего геометрического вертикальной (k_z) и радиальной проницаемостей $(k_z \times k_r)^{0.5}$.

Если исследование проведено с соблюдением всех необходимых методических и приборно-инструментальных нормативно закрепленных требований для подобного вида работ, то существующие приемы диагностики способны воспроизводить все характерные режимы потока и установление k_r , как правило, не представляет затруднений. Широко применяемое сегодня специализированное программное обеспечение (ПО) позволяет достичь этого посредством согласования фактических замеров отклика давления с расчетными значениями, полученными при использовании комплексных математических алгоритмов, описывающих процесс восстановления давления в пласте.

Однако, как показывает практика, реальные КВД (КПД, КСД) достаточно часто могут быть искажены в силу проявления ряда обстоятельств, например, таких как недостаточное время исследования, влияние ствола скважины (ВСС), случайные отклонения фактических замеров от прослеживаемого временного тренда $P_{\text{заб}}$, негерметичность запорной арматуры, влияние соседних скважин и тому подобное. В подобных ситуациях типичные признаки соответствующих периодов течения могут быть либо не отражены вовсе, либо серьезно деформированы, и пользователь сталкивается с необходимостью осуществлять настройки вычислительного процесса в условиях неопределенности, которая проявляет себя множеством возможных исходов в идентификации аналитической модели и численных уровней искомых величин (ВСС, скин-фактор, проницаемость и другое), затрудняя тем самым выбор достоверных из них.

При подобных неблагоприятных сценариях развития событий для упрощения интерпретации ГДИС прибегают к методам предварительного (перед проведением соответствующих расчетов) задания начальных приближений устанавливаемых параметров, используя сведения о них из других источников. Этот подход позволяет повысить информативность получаемых оценок свойств пласта в контексте меры их соответствия действительным значениям. Важно выбрать достаточно верное количественное отображение таких характеристик, чтобы избежать больших ошибок при вычислениях. Относительно эффективной радиальной проницаемости для этого обращаются к результатам предыдущих исследований в анализируемой скважине и методам прогноза k_r по косвенным показателям на основе статистических моделей.

Требования к априорным значениям эффективной радиальной проницаемости и исходной информации при разработке регрессионных моделей для ее прогноза

Так как k_r зависит от ряда технологических и природных факторов, изменяющихся во времени, то информация о k_r по результатам предыдущих исследований, привлекаемая в статусе предварительной, должна быть, во-первых, достоверной, во-вторых — удовлетворять критерию актуальности, то есть соответствовать текущему состоянию системы пласт — скважина. Обозначенные условия не всегда выполнимы, поскольку ранее реализованные оценки k_r могут быть не аутентичными, а промысловая обстановка текущего и ретроспективного ГДИС — существенно различаться, особенно для длительных временных промежутков между ними. Осуществить введение в используемую аналитическую модель интерпретации КВД (КПД, КСД) априорных значений k_r с соблюдением указанных ограничений предоставляют возможности корреляционно-регрессионного анализа.

Накопленный опыт прогноза k_r на базисе статистических моделей (регрессионных зависимостей) позволяет сформулировать очевидные требования, от выполнения которых зависит их эффективность.

Основные из них сводятся к следующему:

- предварительные определения k_r для формирования модели, надлежит получать по кондиционным КВД (КПД, КСД). Основные правила, при соблюдении которых гидродинамические исследования на нестационарных режимах фильтрации потенциально способны обеспечить ожидаемую информативность, приводятся в [5–7]. Варианты определения критериев, позволяющих отнести выполненные ГДИС к категории качественных, отражены в [8–10];
- разрабатываемые уравнения регрессии формируются с учетом влияния на k_r факторов, отражающих геолого-промысловые условия в исследуемой скважине на момент записи КВД (КПД, КСД);
- данные, необходимые для оценки k_r в соответствии с расчетным алгоритмом разработанной статистической прогнозной моде-

ли, должны быть доступны по каждой скважине, где производится интерпретация искаженных КВД.

В общем случае методы предсказания k_f основаны на ее нахождении по опосредованным показателям и созданы в основном по материалам испытания вертикальных скважин на этапе геологоразведочных работ, когда влияние процесса долгосрочного отбора флюидов на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) горной породы отсутствует. Использование корреляционно-регрессионных моделей для априорного определения k_f продуктивных пластов, находящихся в стадии промышленной выработки запасов, не получило должного внимания, особенно для ситуаций использования скважин со сложной геометрией окончания.

Добыча нефти и газа как результат технологического воздействия нарушает начальное равновесное и стационарное состояние разрабатываемого объекта. В частности, изменяется его энергетическая характеристика, что влечет за собой метаморфозы пустотного пространства насыщенной пористой среды как у забоев скважин, так и в удаленных от них зонах пласта.

Энергетическую характеристику залежи (ЭХЗ) принято отождествлять с уровнем текущего пластового давления ($P_{пл,тек}$), по степени отклонения которого от начальной величины ($P_{пл,нач}$) судят о ее изменении. На сегодняшний день достаточно детально изучено влияние ЭХЗ на фильтрационную способность продуктивных отложений для различных горно-геологических и промысловых условий. Установлено, что снижение $P_{пл,тек}$ приводит к росту эффективного давления ($P_{эфф}$), равного разности между горным давлением (P_r) и $P_{пл,тек}$, что способно вызвать консолидацию грунта и тем самым существенно снизить проницаемость коллектора. С другой стороны, рост $P_{пл,тек}$ может спровоцировать образование трещин, что достаточно часто наблюдается при закачке жидкости в пласт для поддержания в нем необходимого давления (ППД). Подтверждением сказанному служат многочисленные лабораторные и промысловые эксперименты [11–16]. Следует отметить, что степень воздействия ЭХЗ на ФЕС пористой среды, при прочих равных условиях, может существенно зависеть и от профиля окончания скважины, который определяет конфигурацию и интенсивность поля напряженного состояния пород вокруг ее ствола.

Так как значение ЭХЗ на определенный период существования эксплуатируемого подземного резервуара углеводородов, выраженное в абсолютных или относительных единицах, способно оказать весомое влияние на k_f , то этот фактор должен в обязательном порядке учитываться в структуре алгоритмов прогноза начальных приближений эффективной радиальной проницаемости, дополняя перечень иных параметров, влияющих на анализируемый показатель.

Результаты

Описание алгоритма вычислений и интерпретация исходных материалов

Для построения корреляций k_r отождествляется с выходной переменной (Y), а признаки, характеризующие свойства системы забой — пласт с набором входных переменных $X_1, X_2, X_3 \dots X_n$, могут использоваться как в одиночном формате, так и в виде комплексов.

В представляемой работе на примере нефтяной залежи одного из месторождений Западной Сибири приводится способ построения связи между эффективной радиальной проницаемостью k_r , определенной по результатам интерпретации ГДИС на нестационарных режимах фильтрации в горизонтальных скважинах, и комплексом K , объединяющим величины, отражающие свойства коллектора, забоя скважин, показатели их эксплуатации, ЭХЗ.

Исследования выполнялись в несколько этапов.

На первом этапе формировалась обучающая выборка. В нее включались данные об эффективной радиальной проницаемости, установленные по кондиционным КВД, записанным при первичных испытаниях и вводе скважин в эксплуатацию. Для скважин, где такие сведения были получены, фиксировались линейные размеры горизонтальной части ствола, геолого-физические параметры пласта, оцененные по материалам, ГИС, замеры дебитов и текущего пластового давления.

Второй этап заключался в объединении совокупности используемых входных переменных в комплекс вида

$$K = (E_0 \times E^*), \quad (1)$$

где $E_0 = Q/L$; L — длина горизонтального ствола скважины, м;

Q — установившийся дебит отбора жидкости из скважины перед записью КВД, при котором в зоне дренирования устанавливается стационарное состояние, м³/сут.

В соответствии с [17]

$$E^* = E_1 \times E_2, \quad (2)$$

где $E_1 = f(K_n, K_n, L, H, z)$, б/р; K_n и K_n соответственно коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, определенные по данным интерпретации ГИС; L — длина горизонтального ствола скважины, м; H — эффективная толщина вскрытого пласта, м; z — расстояние от оси горизонтального ствола до подошвы продуктивного пласта, м.

Функция E_1 используется для косвенной оценки коэффициента потенциальной продуктивности горизонтальных скважин (более детально описана [17]).

В отличие от E_1 структура E_2 лимитирована использованием только ЭХЗ, равной отношению $P_{пл,тек}$ к $P_{пл,нач}$ на дату проведения ГДИС. Присутствие водной фазы в добываемой продукции учитывается кажущейся динамической вязкостью водонефтяной смеси [18]. Кроме того, поскольку алгоритм вычислений выполнен для условий отсутствия фазовых превра-

щений при фильтрации жидкости в пласте, на текущее пластовое давление налагается ограничение — оно должно быть выше давления насыщения нефти газом, $P_{нс}$.

На третьем этапе проводился анализ взаимной изменчивости зафиксированных значений k_r и K . Было установлено, что между ними существует нелинейная корреляционная связь. Заметим, что критерий K имеет размерность пьезопроводности, κ ($\text{м}^2/\text{сут}$). Выявленная форма соответствия друг другу исследуемых величин не противоречит существующим представлениям о соотношении k_r и κ . С целью упрощения спецификации установленной зависимости она была преобразована путем замены параметра K на $X = K^n$, где n — показатель степени. В результате проведенной процедуры получено корреляционное поле численных отображений рассматриваемых признаков, которое может быть описано линейным уравнением регрессии вида $k_r = a(X)$, где «а» — коэффициент уравнения.

Четвертый этап заключался в тестировании разработанной статистической модели посредством включения в исходную выборку результатов интерпретации, отобранных произвольно последующих ГДИС. Итог вычислений представлен на рисунке 1.

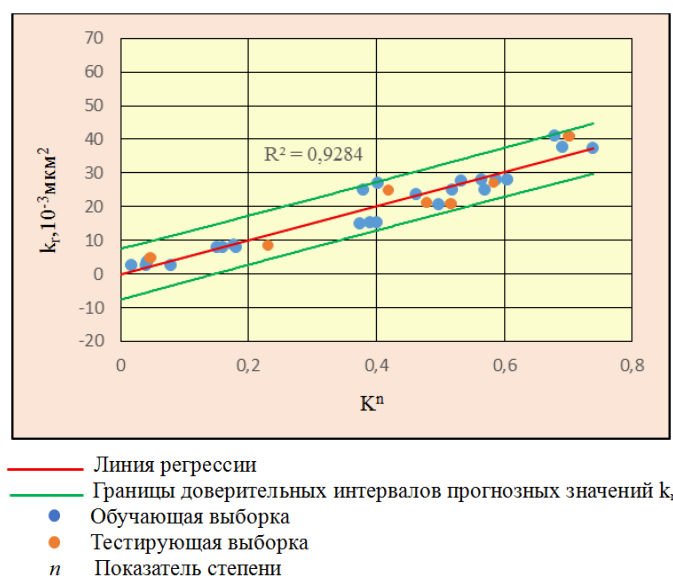


Рис. 1. Зависимость между проницаемостью по ГДИС k_r и комплексным параметром K^n

Из рисунка видно, что дополнительные данные (экзамениционные) соответствуют тренду изменения k_r . Мера качества выбранной линейной статистической модели определяется коэффициентом детерминации, равном 0,9284 (высокий уровень связи между аппроксимирующей линией и фактическими данными). Проверка правомерности ее практического ис-

пользования с помощью F-критерия Фишера показала, что с вероятностью 95 % модель можно считать значимой, то есть не случайной. Границы доверительных интервалов в области положительных прогнозных уровней k_r установлены при критерии Стьюдента для условий конкретного объема выборочной совокупности и показателя значимости 0,05.

Обсуждение

Сопоставление между значениями k_r , зафиксированными при интерпретации КВД и по предлагаемой модели, отображены на рисунке 2.

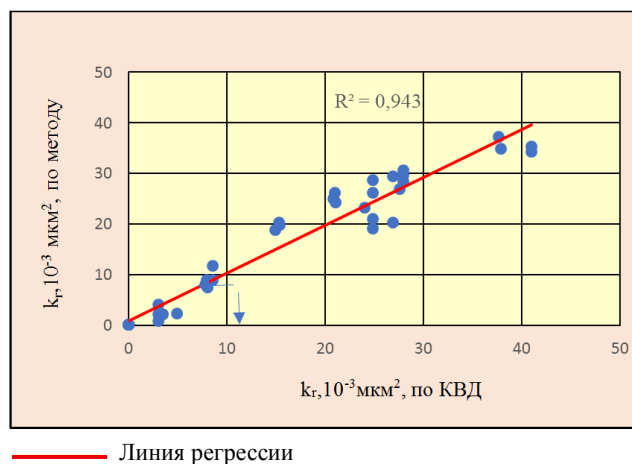


Рис. 2. Соотношение между эффективной радиальной проницаемостью, определенной по предлагаемому методу и по КВД

График на рисунке, на наш взгляд, наглядно демонстрирует, что используемый методический прием обеспечивает получение сведений о k_r с приемлемой степенью точности относительно аналогичных данных по кривой восстановления давления. Коэффициент детерминации, равный 0,943, позволяет считать его информативным.

Пример практического применения метода представляется ниже для наиболее наглядных и часто встречающихся случаев техногенно-осложненных КВД:

1. недостаточное время проведения исследования (недовосстановленные кривые) (рис. 3а);
2. «зашумленность» замеров забойного давления (рис. 4а).

Исходя из заданного положения псевдорadiaльного режима течения (ПРТ), в специализированном программном обеспечении для интерпретации гидродинамических исследований скважин ПО KAPPA Workstation 5.40 в аналитической модели рассчитывается проницаемость. ПРТ иллюстрируется пунктирными линиями на диагностических графиках.

Из рисунков следует, что искажение исходных измерений Рзаб не позволяет однозначно выделить режим псевдорadiaльного течения, что

обуславливает существенную вариативность возможных оценок k_f , используя для этого различные локации (модели).

В рассматриваемой ситуации очевидно, что отдать приоритет какой-либо из них не представляется возможным. В качестве альтернативы реализуется предлагаемый методический прием задания начальных приближений k_f на основе разработанной статистической модели. Достоверность полученных определений эффективной радиальной проницаемости по неинформативной КВД и по прогнозной корреляции устанавливается посредством сравнения их численных уровней со значением k_f , зафиксированным при обработке качественной КВД, которая зарегистрирована в этой же скважине, но в другой временной период (рис. 3б, 4б). Результаты интерпретации кондиционных кривых взяты из официальных заключений, выполненных подрядной организацией, проводившей исследование. При этом сопоставляемые КВД подбирались исходя из условия отсутствия на скважине геолого-технических мероприятий (ГТМ) и соразмерности ЭХЗ, дебитов и обводненности продукции, на момент фиксации каждой кривой. Такой подход обеспечивает аргументированную сверку величин k_f .

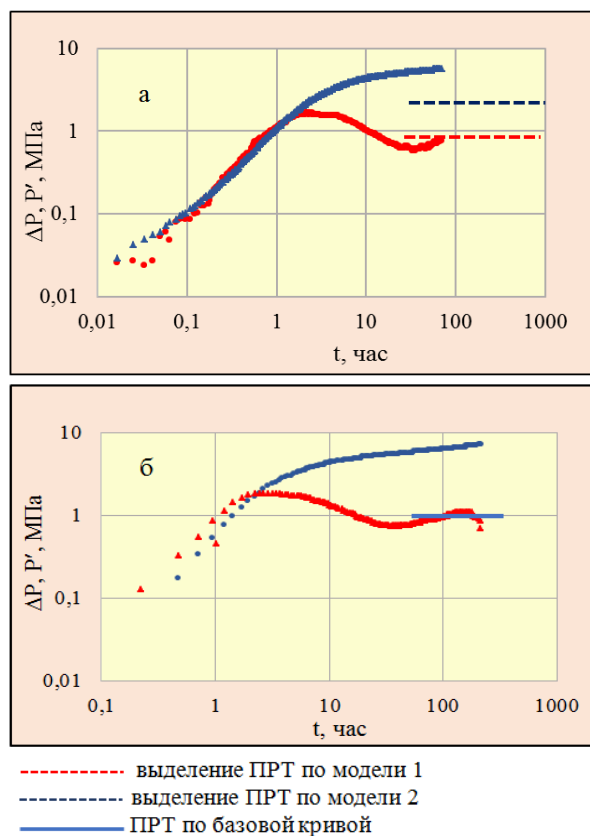


Рис. 3. Сопоставление КВД для случая «Недостаточное время проведения исследования»: а — искаженная КВД, б — базовая (кондиционная)

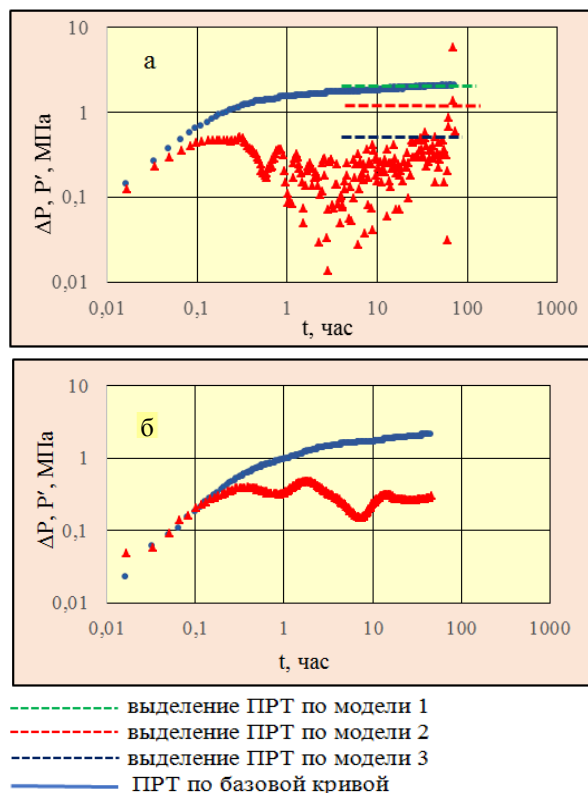


Рис. 4. Сопоставление КВД для случая «зашумленность замеров забойного давления»: а — искаженная КВД, б — базовая (кондиционная)

Сведения, задействованные при расчете предполагаемых количественных отображений k_r , содержали информацию о следующих параметрах, в частности, для первого случая: $Q = 54,9 \text{ м}^3/\text{сут.}$; $L = 504,6 \text{ м}$; $H = 13,4 \text{ м}$; $z = 6 \text{ м}$; $K_{п} = 0,141$; $K_{н} = 0,73$; $\text{ЭХЗ} = 0,993$, % $\text{H}_2\text{O} = 19 \text{ \%}$. Комплекс $(K)^n$ при этом имеет значение $0,106, (\text{м}^2/\text{сут.})^n$. Пластовые давления, начальные и текущие, были приведены к абсолютной отметке кровли пласта.

Для «базовой» КВД ЭХЗ составила $0,934$, $Q = 55 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $\text{H}_2\text{O} = 20 \text{ \%}$. ГТМ не проводились, что позволяет обоснованно сравнивать величины k_r . Интервал, разделяющий во времени исследования друг от друга, равен шести месяцам.

Соответственно, для второго случая: $Q = 110 \text{ м}^3/\text{сут.}$; $L = 435,87 \text{ м}$; $H = 8 \text{ м}$; $z = 4 \text{ м}$; $K_{п} = 0,148$; $K_{н} = 0,76$; $\text{ЭХЗ} = 0,993$; % $\text{H}_2\text{O} = 0,0 \text{ \%}$. Коэффициент $(K)^n$ определен величиной $0,666, (\text{м}^2/\text{сут.})^n$.

Для кондиционной КВД: $\text{ЭХЗ} = 0,959$; $Q = 90 \text{ м}^3/\text{сут.}$, % $\text{H}_2\text{O} = 1,0 \text{ \%}$, ГТМ не было. Временной промежуток между моментами записи кривых давления оценивается одним годом.

Результаты вычислений приведены в таблице.

**Результаты сопоставления значений эффективной
радиальной проницаемости**

Вид осложнения КВД	Варианты оценки k_r , 10^{-3}мкм^2	Априорно заданное k_r , 10^{-3}мкм^2	k_r по КВД при априорно заданном значении k_r , 10^{-3}мкм^2	k_r по базов- ой КВД, 10^{-3}мкм^2
Недостаточное время исследования	Модель 1- 2,0 Модель 2- 8,7	5,34	5,3	4,5
«Зашумленность» замеров $P_{\text{заб}}$	Модель 1-20,0 Модель 2-65,5 Модель 3-83,0	33,57	30,0	27,8

Из данных таблицы следует, что полученные с помощью используемого метода априорные значения k_r дают основание аргументированно рассматривать их в статусе начальных приближений анализируемой характеристики.

Выводы

- Метод дает возможность упростить процесс интерпретации искаженных кривых восстановления (стабилизации, падения) давления посредством априорного задания прогнозных величин k_r в статусе начальных приближений перед началом обработки КВД (КСД, КПД), что существенно облегчает поиск достоверных значений k_r при решении обратной задачи оценки параметров пласта по его отклику на изменение стационарного состояния.
- Разработанный метод может быть использован и для других продуктивных объектов, но с учетом их геолого-промысловой специфики.

Список источников

1. Косков, Б. В. Определение гидродинамических параметров продуктивных пластов на основе комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Косков, Борис Владимирович. – Пермь, 2016. – 121 с. – Текст : непосредственный.
2. Черепанов, С. С. Исследование и совершенствование методов оценки трещиноватости карбонатных коллекторов (на примере турне-фаменских отложений Соликамской депрессии) : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Черепанов, Сергей Сергеевич; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2016. – 111 с. . – Текст : непосредственный.

3. Integrating Permeabilities from NMR, Formation Tester, Well Test and Core Data / S. Haddad, M. Cribbs, R. Sagar [et al.]. – Text : direct // Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September – 3 October. – 2001. – P. SPE 17722.
4. Ahmed, A. R. Comparison of Core/Log and Well Test Permeabilities — A Closer Look "Sawan Tight Sands" / A. R. Ahmed, M. Ahmad, A. U. Rehman. – DOI 10.2118/142836-MS. – Text : direct // SPE/PAPG Annual Technical Conference, Islamabad, Pakistan, November 2010. SPE-14836-MS.
5. Эрлагер, Р. М. Гидродинамические методы исследования скважин / Р. М. Эрлагер. – Москва : Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с. – Текст : непосредственный.
6. Основы испытания пластов / Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2012. – 432 с. – Текст : непосредственный.
7. Крыганов, П. В. Методы повышения достоверности результатов гидродинамических исследований нефтяных пластов и скважин : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Павел Викторович Крыганов. – Москва, 2012. – 29 с. – Место защиты: Всерос. нефтегазовый науч.-исслед. ин-т им. А.П. Крылова. – Текст : непосредственный.
8. Королев, К. Б. Рациональный подход к проведению гидродинамических исследований скважин / К. Б. Королев, Т. Н. Силкина. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 12–14.
9. Федоров, В. Н. Подходы к оценке качества и достоверности результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга / В. Н. Федоров, В. М. Мешков. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art8. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 2(37). – С. 112–125.
10. Козубовский, А. Г. Использование обобщенной функции желательности Харрингтона для оценки качества гидродинамических исследований скважин / А. Г. Козубовский, А. Д. Ефимов, Т. В. Кузьмина. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 27–30.
11. Горбунов, А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений / А. Т. Горбунов. – Москва : Недра, 1981. – 237 с. – Текст : непосредственный.
12. Добрынин, В. М. Необратимое снижение проницаемости полимиктовых песчаников Самотлорского месторождения / В. М. Добрынин, В. Б. Мулин, Б. Н. Куликов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 10. – С. 34–37.
13. Дияшев, Р. Н. Фильтрация жидкости в деформируемых нефтяных пластах / Р. Н. Дияшев, А. В. Костерин, Э. В. Скворцов. – Казань : Изд-во Казанского математического общества, 1999. – 238 с. – Текст : непосредственный.
14. Исследование влияния пластового давления на проницаемость поровых коллекторов (на примере месторождений Пермского края) / Е. В. Кожевников, М. С. Турбаков, Е. П. Рябоконь [и др.]. – DOI 10.15593/2712-8008/2024/2/5. – Текст : непосредственный // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 2. – С. 78–85.
15. Попов, С. Н. Влияние деформаций терригенного коллектора в процессе снижения забойного и пластового давления на изменение проницаемости и продуктивности скважины / С. Н. Попов, С. Е. Чернышов, Е. А. Гладких. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета: Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № (9). – С. 148–157.
16. Плиткина, Ю. А. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / Ю. А. Плиткина. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 3. – С. 63–78.

17. Козубовский, А. Г. Исследование влияния процесса разработки залежи на продуктивность скважин / А. Г. Козубовский, Т. В. Кузьмина. – DOI 10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40. – Текст : непосредственный // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7, № 2(24). – С. 32–40.

18. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи : учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный. – Москва : Недра, 1984. – 272 с. – Текст : непосредственный

References

1. Koskov, B. V. (2016). *Opređenje gidrodinamicheskikh parametrov produk-tivnykh plastov na osnove kompleksnoy interpretatsii promyslovo-geofizicheskikh dannykh*. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Perm', 121 p. (In Russian).
2. Cherepanov, S. S. (2016). *Issledovanie i sovershenstvovanie metodov ocenki treshchinovatosti karbonatnykh kollektorov (na primere turne-famenskiy otlozhe-niy Solikamskoj depressii)*. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Perm', 111 p. (In Russian).
3. Haddad, S., Cribbs, M., Sagar, R., Tang, Y., Viro, E., & Castelijns, K. (2001). Integrating Permeabilities from NMR, Formation Tester, Well Test and Core Data. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? pp. SPE-71722. (In English).
4. Ahmed, A. R., Ahmad, M., & Rehman, A. U. (2010). Comparison of Core/Log and Well Test Permeabilities-A Closer Look" Sawan Tight Sands". In SPE/PAPG Pakistan Section Annual Technical Conference, pp. SPE-142836. SPE. (In English). DOI 10.2118/142836-MS
5. Erlager, R. M. (2006). *Hydrodynamic Methods for Well Investigation*. Moscow, Institute of Computer Research, 512 p. (In Russian).
6. *Fundamentals of Reservoir Testing* (2012). Moscow – Izhevsk, Institute of Computer Research Publ., 432 p. (In Russian).
7. Kryganov, P. V. (2012). *Metody povysheniya dostovernosti rezul'tatov gidrodi-namicheskikh issledovaniy neftyanykh plastov i skvazhin*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 29 p. (In Russian).
8. Korolev, K. B., & Silkina, T. N. (2008). Rational Approach to Conducting Hydrodynamic Studies of Wells // *Oil Industry*, (12), pp. 12–14. (In Russian).
9. Fedorov, V. N., & Meshkov, V. M. (2022). Approaches to assessing the quality and reliability of the results of hydrodynamic well testing in outsourcing conditions // *Actual Problems in Oil and Gas*, 2(37), pp. 112-125. DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art8. (In Russian).
10. Kozubovsky, A. G., Efimov, A. D., & Kuzmina, T. V. (2015). Application of hurringtons' generalized desirability function to assess the quality of wells hydrodynamic survey. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 27-30. (In Russian).
11. Gorbunov, A. T. (1981). *Development of Abnormal Oil Fields*. Moscow, Nedra Publ., 237 p. (In Russian).
12. Dobrynin, V. M., Mulin, V. B., & Kulikov, B. N. (1973). Irreversible Reduction in Permeability of Polymictic Sandstones at the Samotlor Field // *Oil Industry*, (10), pp. 34-37. (In Russian).
13. Diyashev, R. N., Kosterin, A. V., & Skvortsov, E. V. (1999). *Fluid Flow in Deformable Oil Reservoirs*. Kazan, Publishing House of Kazan Mathematical Society Publ., 238 p. (In Russian).
14. Kozhevnikov, E. V., Turbakov, M. S., Ryabokon, E. P., Gladkih, E. A., Guzev, M. A., & Chengzhi, Qi. (2024). Investigating the influence of reservoir pressure on porous media permeability: a case study of fields in the Perm region. *Nedropol'zovanie*, 24(2), pp. 78-85. (In Russian). DOI: 10.15593/2712-8008/2024/2/5

15. Popov, S. N., Chernyshev, S. E., & Gladkih, E. A. (2022). Influence of Deformations in a Terrigenous Reservoir During Bottomhole and Formation Pressure Decline on Changes in Permeability and Well Productivity. Proceedings of Tomsk Polytechnic University: Engineering Georesources, 333(9), pp.148-157. (In Russian).
16. Plitkina, Yu. A. (2021). Efficiency of reservoir pressure maintenance system in low-permeable heterogeneous reservoirs. Oil and Gas Studies, (3), pp. 63-78. (In Russian). DOI 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78
17. Kozubovsky, A. G., & Kuzmina, T. V. (2022). The Impact of Development of reservoir Processes on Well Productivity // PRONEFT. Professional about Oil, 7(2(24)), pp. 32-40. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40
18. Mishchenko, I. T., Sakharov, V. A., Gron, V. G., Bogomolny, G. I. (1984). Collection of Problems in Oil Production Technology and Engineering: Textbook for Higher Education Institutions. Moscow, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Кузьмина Татьяна Валерьевна, главный специалист отдела гидродинамических исследований скважин, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Козубовский Александр Геннадьевич, руководитель группы НИР, ЗАО НПО «ИнТЭК», г. Тюмень

Сохошко Сергей Константинович, доктор технических наук, профессор, профессор высшей категории кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Савастын Михаил Юрьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Tat'yana V. Kuzmina, Chief Specialist of Department of Hydrodynamic Research of Wells, Branch of LLC LUKOIL-Engineering KogalymNIPIneft in Tyumen, Tyumen, Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Aleksandr .G. Kozubovsky, Head of Research Group, InTEK CJSC, Tyumen

Sergey K. Sokhoshko, Doctor of Engineering, Professor, Professor of the Highest Category at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Field, Industrial University of Tyumen

Mikhail Yu. Savastin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Field, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 10.09.2025; одобрена после рецензирования 30.09.2025; принята к публикации 01.10.2025.

The article was submitted 10.09.2025; approved after reviewing 30.09.2025; accepted for publication 01.10.2025.