

**Метод определения вертикальной проницаемости в скважинах
с горизонтальным окончанием**

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

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в городе Тюмени, Россия

²ЗАО НПО «ИнТЭК», Тюмень, Россия

³Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Аннотация. Вертикальная проницаемость — важная характеристика нефтегазонасыщенного коллектора, значительным образом влияющая на распределение потоков жидкости и газа в пласте. Сведения об этом параметре позволяют решать многие задачи научной и промышленной практики. В частности, производить оценки анизотропии фильтрационных свойств пористой среды по нормали к плоскости напластования, осуществлять прогноз образования конусов газа или пластовых вод, выполнять расчеты дебитов горизонтальных скважин, создавать фильтрационные модели объектов добычи углеводородного сырья и т. п.

Для скважин с горизонтальным вскрытием пласта традиционным исходным ресурсом получения представлений о значениях обсуждаемого свойства породы являются лабораторные исследования ядерного материала и результаты интерпретации гидродинамических исследований на режимах нестационарной фильтрации. Однако в некоторых ситуациях, например, отсутствия отбора образцов естественного ядра или искажения начальных замеров забойного давления, идентифицировать численные уровни вертикальной проницаемости, используя эти методы, невозможно. В таких случаях актуальны и востребованы алгоритмы установления изучаемой характеристики на основе привлечения к процедуре оценок косвенных показателей, выявленных из иных источников.

Цель статьи заключается в демонстрации применения разработанного способа определения вертикальной проницаемости в скважинах с горизонтальным окончанием, в котором для расчетов используются безразмерные критерии, представляющие собой комплексы величин, отражающие сочетание геометрических особенностей забоя скважины и физико-геологических свойств коллектора. Требуемое решение достигнуто обработкой массива входной информации приемами математической статистики и графического анализа.

Показано, что предлагаемый методический подход дает возможность выполнить оперативные оценки вертикальной проницаемости при условиях, когда подобные сведения общепринятыми методами не могут быть получены. Способ осуществим в любой скважине, где необходимый для расчетов перечень соответствующих параметров может быть известен и доступен. Способ позволяет получать данные о вертикальной проницаемости с приемлемой степенью точности относительно аналогичных определений по кривой восстановления давления.

Ключевые слова: вертикальная проницаемость, кривая восстановления давления, фильтрация, депрессия, нелинейные эффекты, закон Дарси

Для цитирования: Кузьмина, Т. В. Метод определения вертикальной проницаемости в скважинах с горизонтальным окончанием / Т. В. Кузьмина, А. Г. Козубовский, С. К. Сохошко. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-1-69-82 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 1. — С. 69–82

Method for determining vertical permeability in horizontal wells

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

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

²InTEK CJSC, Tyumen

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*Tatyana.Kuzmina2@lukoil.com

Abstract. Vertical permeability is an important characteristic of oil and gas reservoirs, significantly impacting the distribution of fluid and gas flows within the reservoir.

Information about this parameter is essential for addressing various challenges in both scientific and industrial practice. Specifically, it facilitates assessments of the anisotropy of filtration properties of the porous medium normal to the plane of the reservoir, aids in predicting the formation of gas or formation water cones, calculates flow rates in horizontal wells, and develops filtration models for hydrocarbon feed extraction, among other applications.

For horizontal wells, the traditional sources of information on the values of this rock property are laboratory studies of core material and the interpretation of Well tests. However, in certain situations, such as when natural core samples are unavailable or when initial bottom-hole pressure measurements are distorted, these conventional methods may not be feasible. In these cases, algorithms that utilize indirect indicators from alternative sources become valuable.

The aim of this article is to demonstrate a developed method for determining vertical permeability in horizontal wells. This method employs dimensionless criteria for calculations, which are set of quantities reflecting the combination of the geometric features of the wellbore and the physico-geological properties of the reservoir. The required solution is achieved by processing input data using statistical methods and graphical analysis.

It is shown that this methodological approach allows for the rapid assessment of vertical permeability in situations where conventional data collection is not possible. This method can be applied to any well where the necessary parameters for calculations are known and accessible. It allows for obtaining data on vertical permeability with an acceptable degree of accuracy compared to similar definitions from pressure recovery curve.

Key words: vertical permeability, pressure recovery curve, filtration, depression, nonlinear effects, Darcy's law

For citation: Kuzmina, T. V., Kozubovsky, A. G. & Sokhoshko, S. K. (2025). Method for determining vertical permeability in horizontal wells. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 69-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-1-69-82

Введение

Большинство природных резервуаров нефти и газа в силу условий их образования практически всегда представляют собой геологические тела, обладающие неоднородностью свойств в различных направлениях. Не является исключением и такая характеристика продуктивных отложений, как проницаемость k . Изменение проницаемости принято рассматривать в определенной системе координат, например, трехмерной (X , Y , Z), ортогональной. При этом в плоскости осей X – Y k идентифицируется как горизонтальная и обозначается соответственно k_x , k_y , а по оси Z как вертикальная, с индексацией k_z .

В научно-производственной практике преобладающее внимание уделяется исследованиям по определению горизонтальной проницаемости.

Обсуждение вопросов, относящихся к оценкам вертикальной проницаемости, представлено не столь масштабно, хотя сведения о k_z не менее важны и востребованы.

В частности, без адекватных представлений о значениях данного параметра невозможно решение многих задач в области управления и контроля над разработкой объектов добычи углеводородного сырья. Например,

без знаний о достоверных величинах k_z и особенностях фильтрации флюидов в вертикальном направлении неосуществимо выполнение с требуемой точностью таких расчетов, как: вычисление анизотропии пористой среды по нормали к плоскости напластования, прогнозирование конусообразования газа или пластовых вод с целью предотвращения их преждевременного прорыва к перфорированному интервалу, реализация аналитических оценок дебитов горизонтальных скважин, создание постоянно действующих фильтрационных моделей залежей, должным образом адаптированных к фактическим геолого-промысловым условиям, и т. п.

Поскольку вертикальная проницаемость значительным образом влияет на распределение потоков жидкости и газа в пласте, информация о специфике возможного изменения ее численных уровней в процессе жизненного цикла эксплуатации продуктивного горизонта представляется весьма актуальной, особенно в ситуациях сложной горно-геологической обстановки при использовании профилей забоев, ориентированных параллельно горизонтальному распространению коллектора.

Однако не всегда традиционные методы оценки k_z (гидродинамические, керн) могут быть реализованы. В таких случаях востребованы способы вычисления величин k_z , позволяющие за счет привлечения к расчетам косвенных показателей получать адекватные представления о значениях вертикальной проницаемости. Использование опосредствованных характеристик дает возможность производить необходимые определения обсуждаемого свойства коллектора в условиях, когда требуемая информация для этого отсутствует.

Объект и методы исследования

Разработка алгоритма расчета k_z в скважинах с горизонтальным окончанием по косвенным данным на основе анализа результатов интерпретации кривых восстановления давления (КВД) для условий промыслово-геологической обстановки конкретной залежи нефти.

Методы определения вертикальной проницаемости по данным КВД горизонтальных скважин

Из всей совокупности комплексного применения инструментальных измерений и расчетных процедур для приобретения знаний о k_z (керна, геофизические исследования (ГИС)-керна, гидродинамические исследования (ГДИС)) наиболее распространены ГДИС в формате КВД. Повсеместное использование в значительных объемах позволяет отождествлять данный вид исследований с информационным ресурсом, который в наибольшей степени удовлетворяет потребности специалистов в части получения оперативных оценок k_z , особенно для скважин с горизонтальной направленностью забоя.

Основой существующих алгоритмов определения k_z при интерпретации КВД в остановленных горизонтальных скважинах служит аналитиче-

ская модель восстановления забойного давления ($P_{заб}$), подразумевающая на начальной стадии процесса наличие радиального движения флюида в вертикальной плоскости, перпендикулярной стволу. Расчетная схема [1] предусматривает использование диагностического графика фактического изменения производной $P'_{заб}$ во времени t , выполненного в логарифмическом масштабе, с помощью которого, по характерным признакам, устанавливают временной диапазон проявления раннего радиального режима течения (РРРТ). Далее, обрабатывая КВД в полулогарифмических координатах « $P_{заб}-Lnt$ », по уклону прямолинейного участка, соответствующего данному режиму и исходя из известных соотношений, определяемых используемой методикой обработки замеров, производят оценку комплексного параметра $(k_y \cdot k_z)^{0.5}$.

Аналогичным образом выделяют поздний псевдорadiaльный режим течения (ППРТ), после чего, определив уклон надлежащей прямой на КВД, отображенной в поле графика с осями « $P_{заб}-Lnt$ », осуществляют расчет величины $(k_x \cdot k_y)^{0.5}$, а затем и k_z (полагая при этом, что $k_x = k_y$). При наличии сведений о протяженности эффективного интервала горизонтального ствола $L_{эф}$ значение k_y можно установить из раннего линейного режима течения (РЛРТ).

Существует так же подход вычисления вертикальной проницаемости (используемый в данной статье), не требующий знания $k_y(k_x)$. Расчеты производятся исходя из времени окончания раннего радиального режима течения t_{Erf} (time to end of early-radial flow), характеризующего момент достижения волной распространения давления кровли или подошвы пласта. Значение t_{Erf} фиксируют по расчетной кривой $P'_{расч,заб}-f(t)$, полученной с помощью созданной аналитической модели. Используя выражение взаимосвязи t_{Erf} с k_z , выполняют численную идентификацию последней [2].

Здесь необходимо отметить, что на фактических КВД достаточно часто, особенно в горизонтальных скважинах, период РРРТ бывает завуалирован влиянием ствола скважины (ВСС). Кроме того, в силу ряда обстоятельств технического и технологического характера (недостаточное время регистрации, негерметичность запорной арматуры, наличие «шумов» разнообразной природы и т. д.) не все прочие режимы течения могут быть доступны для диагностики. В такой ситуации существенно возрастает неопределенность генерируемой модели реакции пласта на изменение стационарного состояния. Например, согласно [3] при отсутствии РРРТ и РЛРТ k_z , а также такие свойства коллектора как общий скин фактор S и $L_{эф}$, оцениваются условно, в достаточно широком диапазоне их вероятных численных уровней (низкая степень достоверности).

В подобных случаях оперируют возможностью упрощения интерпретационного процесса посредством априорного задания части неизвестных параметров, исходя из предыдущих знаний о них.

Эффективность такого подхода обусловлена тем, что использование в процедуре обработки КВД информации о количественных признаках объекта в статусе значений, установленных до интерпретации, предполагает в последующих вычислениях их увязку с другими искомыми величинами, с которыми они могут быть взаимосвязаны. Рассматриваемый прием позволяет сократить количество определяемых переменных и дает возможность получать их расчетные оценки, согласованные с заданным набором входных данных, повышая тем самым точность и однозначность аналитической модели отклика давления.

Источником априорных сведений могут служить мнения экспертов, проектная и нормативно-техническая документация, научно-техническая литература, показания и замеры, зарегистрированные ранее в аналогичных горно-геологических и промысловых условиях, и т. п.

В этой работе авторы на примере конкретной залежи оптимизируют интерпретацию КВД, расширяя стандартный перечень исходных материалов (пористость, радиус скважины, эффективная толщина пласта и т. п.) за счет начальных приближений таких характеристик, как коэффициент влияния ствола скважины и механический скин фактор, $S_{\text{мех}}$. Первичные значения ВСС и $S_{\text{мех}}$ устанавливаются по регрессионным зависимостям до осуществления выполняемых при анализе КВД оценок [4, 5].

Анализ определений вертикальной проницаемости по результатам интерпретации КВД

Информационной средой для проведения соответствующих вычислений послужили результаты интерпретации гидродинамических исследований на установившихся и нестационарных режимах фильтрации, реализованные в процессе разработки нефтяного пласта одного из месторождений Западной Сибири. Выбор объекта изучения осуществлен из следующих соображений:

- значительная степень вертикальной неоднородности, количество прослоев коллектора в скважинах варьирует по площади залежи от 2 до 15;
- все добывающие скважины имеют горизонтальное окончание, но с отличающимися особенностями забоев (длиной горизонтального участка, азимутальным углом его направленности, точкой его входа в пласт и т. п.);
- высокий уровень периодичности и степени охвата эксплуатационного фонда методами ГДИС.

Перечисленные обстоятельства обуславливают существенную вариативность получаемых значений k_z , что может быть полезным для более детального понимания зафиксированных величин анализируемого показателя.

Все расчеты выполнены на основе выборки, сформированной из качественных (не искаженных) исследований. Созданный исходный массив данных включал в себя сведения как о КВД, так и о дебитах жидкости (Q) и соответствующих им забойных депрессий на пласт (ΔP) при стационар-

ных условиях притока, имевших место непосредственно перед записью кривых восстановления давления. Полученная совокупность замеров Q , пластового давления ($P_{пл}$), ΔP и кривых изменения $P_{заб}$ в остановленных и закрытых скважинах обрабатывалась общепринятыми методами, но с использованием процедуры оптимизации интерпретации КВД посредством задания априорных значений коэффициента ВСС и величин $S_{мех}$. Последующее согласование фактических КВД с аналитической характеристикой давления дало возможность получать адекватные модели отклика давления на основе которых, для идентификации РРРТ, генерировались кривые $P'_{расч,заб}-f(t)$ без учета влияния ВСС. Такой подход позволяет оценить уровень параметра $t_{Еrf}$ и произвести оценку k_z . Графическая иллюстрация используемой схемы представлена на рисунке 1.

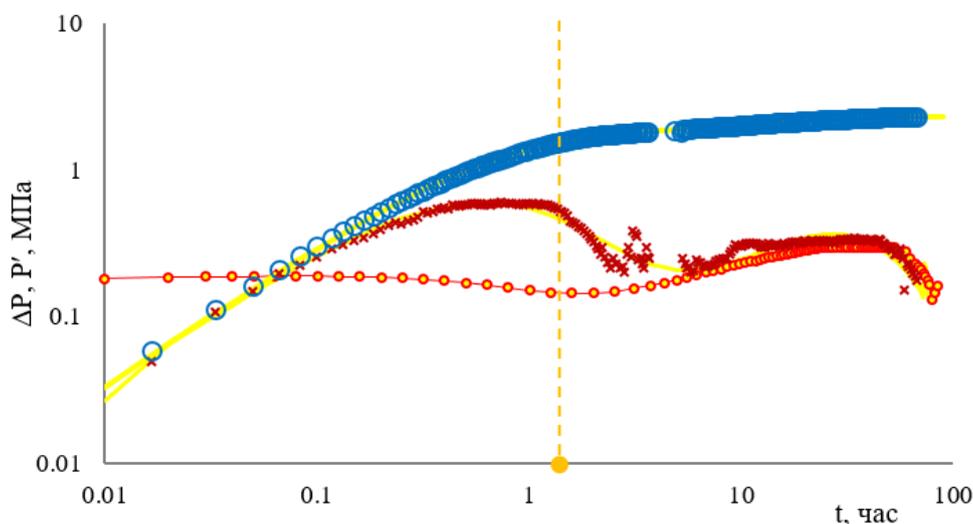


Рис. 1. Пример оценки времени окончания раннего радиального режима течения: $\circ \Delta P$ — фактические замеры давления; $\times \Delta P$ — фактическая производная давления, с учетом влияния ВСС; $\circ \Delta P$ — модельная кривая производной давления, без учета влияния ВСС; $\bullet t_{Еrf}$ — время окончания раннего радиального режима течения флюида; — модель с учетом априорно заданных величин: ВСС и $S_{мех}$

В процессе проведенных работ установлено, что полученные при расчетах величины k_z ниже горизонтальной (радиальной, k_r) проницаемости и находятся в диапазоне от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $9,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Последующий анализ был акцентирован на выявление и объяснение возможных изменений вертикальной проницаемости в течение изучаемого периода отбора пластового флюида. С этой целью производилось сопоставление значений k_z с ΔP по данным исследования конкретных скважин. Наиболее показательные результаты приведены на рисунке 2 (а, б).

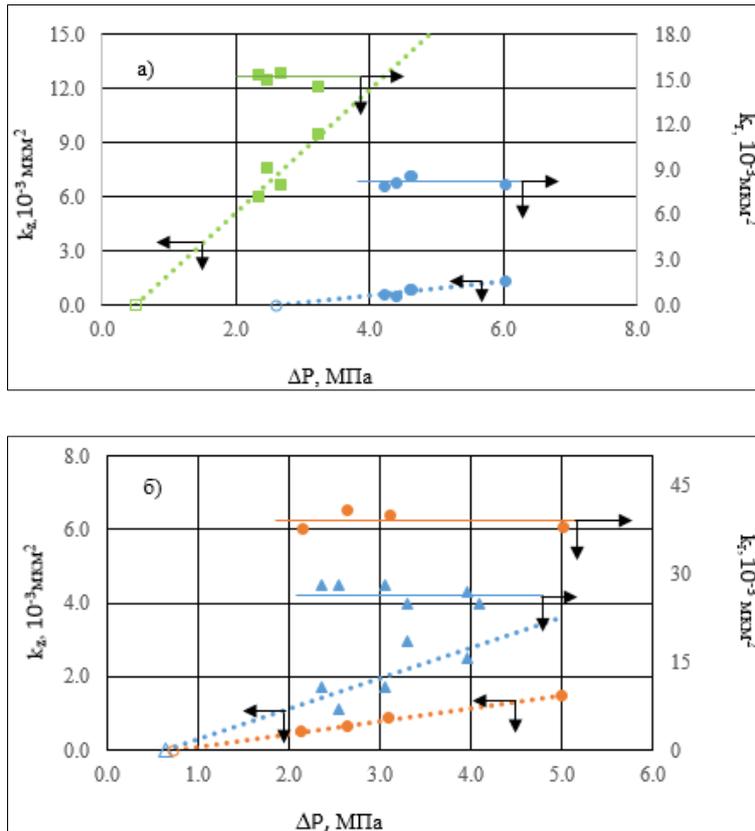


Рис. 2. Пример зависимости вертикальной и радиальной (горизонтальной) проницаемостей (k_z , k_r) от депрессии на пласт (ΔP).

а) скважины 1, 2; б) скважины 3, 4

● ▲ ● ▲ Скважины соответственно 1, 2, 3, 4

○ □ △ ○ $\Delta P_{кр}$ соответственно для скважин 1, 2, 3, 4

Комментируя рисунок 2, необходимо отметить следующее.

В интервале зафиксированных перепадов давления от 1,1 до 6,03 МПа между рассматриваемыми характеристиками установлена линейная корреляция. Факт наличия такой взаимосвязи между k_z и ΔP свидетельствует о том, что движение природной газожидкостной смеси, ориентированное перпендикулярно плоскости напластования, не подчиняется закону Дарси. Фактическая совокупность замеров (см. рис. 2) аппроксимируется уравнением вида $k_z = a \cdot \Delta P + b$, где «а» и «b» — коэффициенты уравнения регрессии. Экстраполяция линии регрессии до пересечения с осью абсцисс позволяет определить критическую депрессию ($\Delta P_{кр}$), которую можно рассматривать как аналог начального градиента давления, в связи с чем предполагается, что течение флюида в вертикальном направлении при условии $\Delta P < \Delta P_{кр}$ либо отсутствует вовсе, либо столь незначительно, что им можно пренебречь.

Дополнительно на рисунке 2 отражены соотношения между радиальной (горизонтальной) проницаемостью (k_r) и ΔP , из которых следует, что k_r остается почти неизменной во всем диапазоне зарегистрированных ΔP . Это обстоятельство позволяет констатировать, что характер фильтрации в горизонтальном направлении соответствует закону Дарси.

Определения k_z при более высоких депрессиях (от 6,03 до 8,49 МПа) показывают, что каких-либо существенных изменений анализируемого параметра при этом не наблюдается (рис. 3). Установленный факт находится в соответствии с выводами исследований ряда авторов и свидетельствует о том, что в данном интервале ΔP закон фильтрации — линейный. В качестве примера (см. рис. 3) иллюстрируется выделение областей с соответствующим законом Дарси (2) и несоответствующим ему (1) характером движения флюида. Из рисунка видно, что диапазон проявления нелинейных эффектов ограничен значениями $\Delta P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$ (аналог эффективного предельного градиента давления, точка, после которой тангенс угла наклона кривой фильтрации остается постоянным [6]).

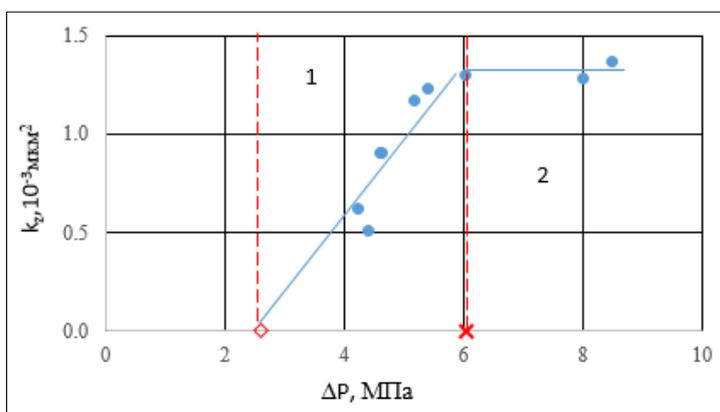


Рис. 3. Зависимость вертикальной проницаемости от депрессии на пласт в процессе эксплуатации скважины перед ее закрытием на КВД:

- 1 — область проявления нелинейных эффектов фильтрации
2 — область соответствия характера течения жидкости закону Дарси

◇ $\Delta P_{кр}$ ✕ $\Delta P_{пред}$

Выявленная специфика фильтрационных процессов, исходя из существующих на сегодняшний день представлений, характерна для низкопроницаемых коллекторов [7–10] и не противоречит полученным определениям k_z .

Результаты

Алгоритм оценки вертикальной проницаемости по косвенным данным

Принятая для области проявления нелинейных эффектов регрессионная модель дает возможность производить оперативные оценки k_z и $\Delta P_{кр}$

исходя из режима отбора флюида, но для того, чтобы их реализовать, необходимо располагать сведениями о коэффициентах «а» и «в», которые различны для каждой скважины, равно, как и параметры $\Delta P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$. Качество проводимых ГДИС и промысловых замеров не всегда дает возможность сформировать требуемый объем кондиционных исходных данных, чтобы осуществить их определение. В ситуации дефицита надлежащих материалов для прямой численной идентификации величин «а», «в», $P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$ целесообразно использование косвенных показателей, источником которых могут быть, например, геофизические методы изучения естественных насыщенных пористых сред.

С целью сокращения количества подлежащих установлению переменных выполнена оптимизация графических построений посредством приведения аргумента ΔP к формату $\Delta P^* = (\Delta P - \Delta P_{кр})$. Результаты поясняются рисунком 4, демонстрирующим, что зависимость k_z от ΔP^* описывается уравнением вида $k_z = a \cdot (\Delta P - \Delta P_{кр})$ и необходимость в нахождении коэффициента «в» при этом отпадает.

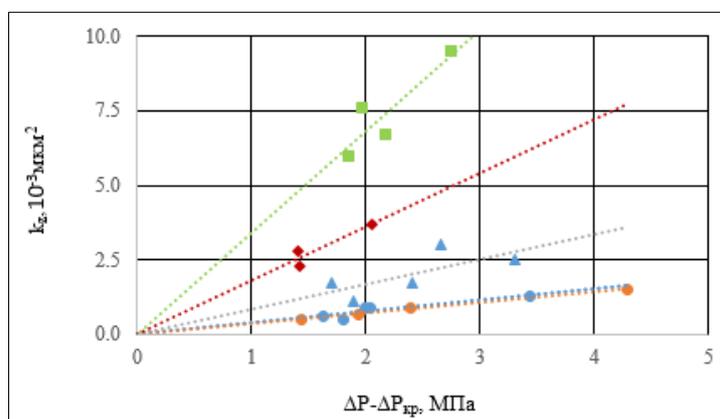


Рис. 4. Зависимость вертикальной проницаемости от параметра $\Delta P - \Delta P_{кр}$.

При последующем анализе осуществлялся поиск взаимосвязи $\Delta P_{кр}$, «а» (в дальнейшем, угловой коэффициент, УК) и $\Delta P_{пред}$ с набором геолого-физических параметров, которые могли быть доступны для определения в каждой скважине.

В частности, удалось установить, что $\Delta P_{кр}$ соотносится с комплексом E_1 , представляющим собой сочетание величин, соответствующих геометрическим особенностям забоя скважины и атрибутам пустотной емкости коллектора [11] (рис. 5).

Оценка $\Delta P_{пред}$ при текущей степени изученности для конкретных условий может быть ориентировочно произведена на основании корреляции, представленной также на рисунке 5.

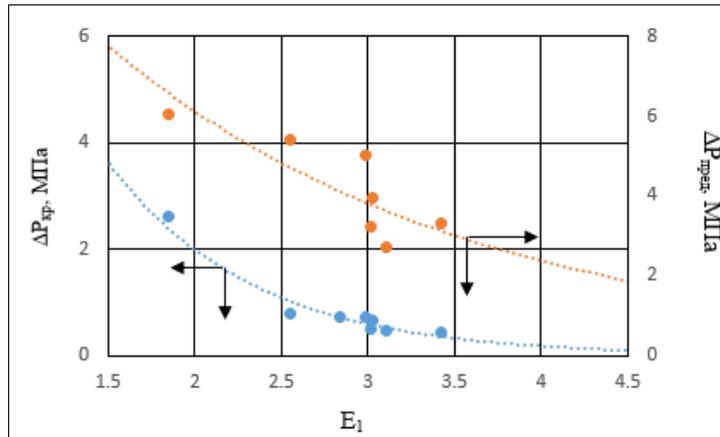


Рис. 5. Зависимость $\Delta P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$ от комплексного параметра E_1

Для углового коэффициента получена статистическая модель, отражающая его связь с фактором-аргументом F , являющимся функцией свойств пласта и характеристик окончания ствола скважины (рис. 6).

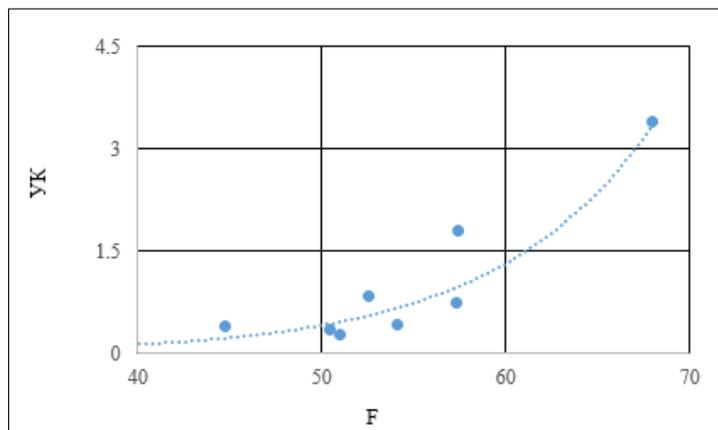


Рис. 6. Зависимость углового коэффициента (УК) от величины параметра F

Выявленные соотношения для рассматриваемых переменных позволяют выполнять оперативные определения вертикальной проницаемости при условии, что фактическая депрессия эксплуатации скважины соответствует требованию: $\Delta P_{кр} < \Delta P < \Delta P_{пред}$.

Так как основой метода являются определения вертикальной проницаемости, произведенные по результатам интерпретации КВД, то оценки k_z по предлагаемому приему, так же как и по КВД, характеризуют средние фильтрационные свойства пористой среды в вертикальном направлении в пределах распространения зоны дренирования.

Расчеты выполняются в следующей очередности:

- проверяют принадлежность ΔP на режиме эксплуатации скважины диапазону: $\Delta P_{кр} < \Delta P < \Delta P_{пред}$;
- для этого, используя значение E_1 для конкретной скважины по уравнениям регрессии на основе рисунка 5, устанавливают величины $\Delta P_{кр}$ и $\Delta P_{пред}$;
- если обозначенное требование выполняется, то вычисляется разность $(\Delta P - \Delta P_{кр})$;
- исходя из уровня F в выбранной для анализа скважине, находят УК (рис. 6);
- из выражения $k_z = УК * (\Delta P - \Delta P_{кр})$ производят оценку вертикальной проницаемости.

Обсуждение

Сопоставление между числовыми отображениями k_z , зафиксированными при интерпретации КВД и по предлагаемому методу, отображено на рисунке 7.

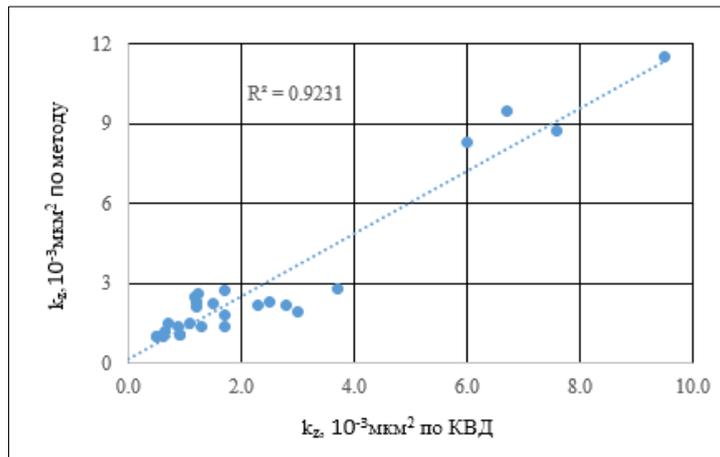


Рис. 7. Соотношение между величинами вертикальной проницаемости, определенными по КВД и рассчитанными по предлагаемому методу

График на рисунке 7, на наш взгляд, свидетельствует о том, что используемый методический прием обеспечивает получение сведений о k_z с приемлемой степенью точности относительно аналогичных данных по кривой восстановления давления для ситуации, когда $\Delta P_{кр} < \Delta P < \Delta P_{пред}$.

Результаты выполненного анализа могут быть полезны для решения различных нефтепромысловых задач, например, таких как оптимизация интерпретации КВД, разработка фильтрационных моделей залежей, вы-

полнение специальных расчетов для оценок дебитов и продуктивности скважин, вертикальной анизотропии проницаемости и т. п.

Выводы

Проведенные исследования дают основание для следующих выводов.

- Движение пластового флюида в вертикальном направлении в диапазоне депрессий эксплуатации скважин от $\Delta P_{кр}$ до $\Delta P_{пред}$ по данным ГДИС осложнено нелинейными эффектами и не подчиняется закону Дарси. При депрессиях выше $\Delta P_{пред}$ нелинейные эффекты отсутствуют.
- В плоскости напластования анализируемого природного резервуара течение нефти (нефти и воды) не является аномальным, то есть соответствует закону Дарси.
- Разработан метод оперативной прогнозной оценки k_z , позволяющий получать сведения о данном параметре по косвенным показателям с приемлемой точностью при условии, что $\Delta P_{кр} < \Delta P < \Delta P_{пред}$. Отмеченное обстоятельство дает возможность использовать полученную таким способом информацию о k_z в качестве априорно задаваемой характеристики перед реализацией процедуры интерпретации КВД. Применение предлагаемого методического приема реализуется в любой скважине, где исходная информация для расчетов может быть доступна.
- Результаты расчетов требуют уточнения и дополнения, особенно в части перепадов давлений меньших $\Delta P_{кр}$ и больших $\Delta P_{пред}$, в том числе и для иной горно-геологической обстановки. Для этого необходимо проведение промысловых исследований в рамках специальных программ и выполнение лабораторных экспериментов на ориентированных надлежащим образом образцах кернa.

Список источников

1. Брехунцов, А. М. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин / А. М. Брехунцов, А. П. Телков, В. К. Федорцов ; ОАО «Сибирский науч.-аналитический центр», Тюменский гос. нефтегазовый ун-т. – Тюмень : Изд-во Тюменского гос. ун-та, 2004. – 290 с. – Текст : непосредственный.
2. Lee J. Pressure transient testing / J. Lee, J. B. Rollins, J. P. Spivey – Society of Petroleum Engineers. – 2003. – Direct text.
3. Комплексование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» / Д. Ю. Баженов, А. А. Артамонов, А. Н. Шорохов [и др.] – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 52–55.
4. Козубовский, А. Г. Оптимизация интерпретации кривых восстановления давления, осложненных эффектом сегрегации фаз в лифте подъемных труб / А. Г. Козубовский, Т. В. Кузьмина. – DOI 10.51890/2587-7399-2021-6-2-29-44. – Текст : непосредственный // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6, № 2. – С. 39–44.

5. Козубовский, А. Г. Анализ результатов оценок скин-фактора в условиях дефицита исходной информации / А. Г. Козубовский, Т. В. Кузьмина, А. А. Ефимов. – DOI 10.51890/2587-7399-2023-82-97-104. – Текст : непосредственный // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8, № 2. – С. 97–104.
6. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керн Приобского месторождения / В. А. Байков, Р. Р. Галеев, А. В. Колонских [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 2(31). – С. 8–12.
7. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторное фильтрационное исследование керн Приобского месторождения / В. А. Байков, А. В. Колонских, А. К. Макатров [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 2(31). – С. 4–7.
8. Зайцев, М. В. Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах / М. В. Зайцев, Н. Н. Михайлов, Е. С. Туманова. – DOI 10.18599/grs.2021.4.5. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 4. – С. 44–50.
9. Representation of a new physics-based non-Darcy equation for low-velocity flow in tight reservoirs / L. Zhao, H. Jiang, H. Wang [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2019.106518. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – P. 106518.
10. Threshold Pressure Gradient in Ultra-low Permeability Reservoirs / F. Hao, L. S. Cheng, O. Hassan [et al.]. – Direct text // Petroleum Science and Technology. – 2008 – Vol. 26. – P. 1024–1035.
11. 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 // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7, № 2(24). – С. 32–40.

References

1. Brekhuntsov, A. M., Telkov, A. P., & Fedortsov, V. K. (2004). *Razvitie teorii fil'tratsii zhidkosti i gaza k gorizontal'nym stvolam skvazhin*. Tyumen, Izd-vo Tyumenskogo gos. un-ta Publ., 290 p. (In Russian).
2. Lee, J., Rollins, J. B., & Spivey, J. P. (2003). *Pressure transient testing*. Society of Petroleum Engineers. (In English).
3. Bazhenov, D. Yu., Artamonov, A. A., Shorohov, A. N., Perevozkin, I. V., Ridel, A. A., Kolesnikova, A. A., & Listoykin, D. A. (2016). Integration of the results of well test analysis and production log tests studies on the example of an oil-gas-condensate field of Gazprom neft PJSC. *Oil industry*, (12), pp. 52-55. (In Russian).
4. Kozubovsky, A. G., & Kuzmina, T. V. (2021). Optimizing of interpretation build-up with the effect of phase segregation in the lifting tubes. *PROneft. Professionals about oil*, 6(2), pp. 39-44. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2021-6-2-29-44
5. Kozubovsky, A. G., Kuzmina, T. V., & Efimov, A. A. (2023). Analysis of the results determination of the skin factor in conditions of a deficit of initial information. *PROneft. Professionally about oil*, 8(2), pp. 97-104. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2023-82-97-104

6. Baikov, V. A., Galeev, R. R., Kolonskikh, A. V., Makatrov, A. K., Politov, M. E., Telin, A. G. & Yakasov, A. V. (2013). Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Analysis and interpretation of laboratory core examination for Priobskoye oilfield. Scientific and Technical Bulletin of JSC NK Rosneft, (2(31)), pp. 8-12. (In Russian).
7. Baikov, V. A., Kolonskikh, A. V., Makatrov, A. K., Politov, M. E., & Telin, A. G. (2013). Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. Laboratory core examination for Priobskoye oilfield. Scientific and Technical Bulletin of JSC NK Rosneft, (2(31)). pp. 4-7. (In Russian).
8. Zaitsev, M. V., Mikhailov, N. N., & Tumanova, E. S. (2021). Non-linear filtration models and the effect of nonlinearity parameters on flow rates in low-permeability reservoirs. GEORESOURCES, 23(4), pp. 44-50. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.2021.4.5
9. Zhao, L., Jiang, H., Wang, H., Yang, H., Sun, F., & Li, J. (2020). Representation of a new physics-based non-Darcy equation for low-velocity flow in tight reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 184, p. 106518. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106518
10. Hao, F., Cheng, L. S., Hassan, O., Hou, J., Liu, C. Z., & Feng, J. D. (2008). Threshold pressure gradient in ultra-low permeability reservoirs. Petroleum Science and Technology, 26(9), pp. 1024-1035. (In English).
11. Kozubovsky, A. G., & Kuzmina, T. V. (2022). The impact of development of reservoir on well productivity. PRoneft. Professionally about oil, 7(2(24)), pp. 32-40. (In Russian). DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-2-32-40

Информация об авторах / Information about the authors

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

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

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

Tat'yana V. Kuzmina, Chief Specialist of Department of Development of Oil and Gas Fields, 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 at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 16.05.2024; одобрена после рецензирования 12.07.2024; принята к публикации 05.08.2024.

The article was submitted 16.05.2024; approved after reviewing 12.07.2024; accepted for publication 05.08.2024.