УДК 622.276

К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАЗБУРИВАЕМЫХ ПЛАСТОВ

♦♦♦♦♦

ON THE QUESTION OF ASSESSING HYDRODYNAMIC PARAMETERS OF DRILLED FORMS

Петрушин Евгений Олегович
начальник укрупнённого нефтепромысла № 4,
ООО «ННК-Северная нефть»
eopetrushin@yahoo.com

Аннотация. В статье предлагается способ дифференциального и интегрального методов определения гидродинамических параметров разбуриваемых пластов, который обладает рядом преимуществ по сравнению с графоаналитическим. Приводятся примеры расчёта гидродинамических параметров на основе интегрального и дифференциального анализа табулированных значений КВД и её производной по логарифму безразмерного времени.

Ключевые слова: гидродинамические параметры пластов; метод восстановления давления в процессе бурения; кривые восстановления давления; упрощённый аналитический метод решения; гидропроводность и пьезопроводность пласта; темп возрастания скорости восстановления по логарифмической функции; действительное давление восстановления.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Head of the enlarged oil field № 4,
NNK-Severnaya Neft LLC
eopetrushin@yahoo.com

Annotation. The article proposes a method of differential and integral methods for determining the hydrodynamic parameters of drilled formations, which has a number of advantages over the graphical-analytical method. Examples of calculating hydrodynamic parameters based on integral and differential analysis of tabulated values of the pressure recovery curve and its derivative by the logarithm of dimensionless time are given.

Keywords: hydrodynamic parameters of formations; method of pressure recovery during drilling; pressure recovery curves; simplified analytical solution method; hydraulic conductivity and piezoconductivity of the formation; rate of increase in the recovery rate according to the logarithmic function; actual recovery pressure.

Гидродинамические параметры пластов: гидропроводность, пьезопроводность и пластовое давление определяются методом восстановления давления в процессе бурения. Преимущество исследований, проводимых непосредственно в процессе бурения, заключается в их оперативности. При этом строгое решение задачи вызывает достаточные затруднения, поэтому применяются приближённые решения. Исходной информацией являются кривые восстановления давления (КВД), полученные испытателем пластов, спускаемым на бурильных трубах в открытый ствол скважины. Обработка КВД производится графоаналитическим способом в полулогарифмических координатах. В результате графических построений вносятся погрешности в расчёты, а также не соблюдаются граничные условия режима фильтрации, что затрудняет «доверительную» обработку КВД.

Для устранения указанных недостатков предлагается упрощённый аналитический метод решения поставленной задачи, сущность которой заключается в следующем. Табулированная функция КВД заменяется приближённым аналитическим выражением, подбираемым так, чтобы оно наилучшим образом аппроксимировало КВД при заданных граничных условиях. Приводятся примеры расчёта гидродинамических параметров на основе интегрального и дифференциального анализа табулированных значений КВД и её производной по логарифму безразмерного времени.

Значение гидропроводности пласта можно определить по методу Д.Р. Хорнера и полулогарифмической функции КВД, исходные уравнения имеют вид:

$$P_{tx} = P_{пл} - \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln\left[\frac{T+t}{t}\right]; \quad (1)$$

$$P_{tN} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln\left[\frac{2{,}25 \cdot \lambda \cdot t}{r_{скв}^2}\right]. \quad (2)$$

Здесь приняты следующие обозначения: $\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}$ и λ – соответственно гидропроводность и пьезопроводность пласта; T – время притока флюида от моментов пус-

ка до установившегося режима работы скважин; t – текущее время восстановления давления; μ и q – вязкость и объёмный дебит пластового флюида; $r_{скв}$ – радиус скважины; k и h – коэффициент проницаемости отдающего интервала и эффективная мощность пласта; $P_{пл}$ – величина пластового давления.

Уравнение (1) Д.Р. Хорнера представляет непрерывную и дифференцируемую функцию и при неограниченном возрастании времени t приближается к асимптоте, представляющей прямую логарифмическую функцию (2), производная которой пропорциональна ψt и всюду положительна, т.е. возрастает с возрастанием времени t. Так как производная её убывает, то возрастание функции (2) при ограниченном возрастании t не стремится к какому-либо определённому пределу, а стремится к бесконечности.

Уравнение (2) является монотонно-возрастающей функцией, все значения которой до + ∞ возрастают, когда текущее значение t неограниченно возрастает, следовательно, она не имеет асимптоту, и её нельзя принять в качестве аппроксимирующей функции КВД. Перейдём к подбору аппроксимирующей функции КВД, обладающей необходимыми и достаточными граничными условиями. Следует обратить внимание, что T – продолжительность работы скважины до фактического закрытия, а также T – продолжительность работы скважины на открытом периоде до фактического её закрытия.

Темп возрастания скорости восстановления по логарифмической функции (2) превышает по сравнению с уравнением (1) на величину:

$$\Delta V_t = P'_{tл} - P'_{tк} = \frac{dP_{tл}}{dt} - \frac{dP_{tx}}{dk} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon}.$$

При этом превышение давления восстановления за время t превысит номинальное значение:

$$\Delta P_t = S_0^t \cdot \Delta V_t \cdot dt = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln(T + t).$$

Следовательно, действительное давление восстановления должно быть равным:

$$P_t = P_{tл} - \Delta P_t$$

или

$$P_t = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln\left(\frac{2{,}25 \cdot \lambda \cdot t}{r_{скв}^2} \cdot \frac{T}{T + t}\right). \quad (3)$$

Таким образом, уравнение (3) может быть принято в качестве аппроксимирующей функции для КВД, т.к. скорость её возрастания совпадает со скоростью роста асимптотической функции (1), которая равна:

$$\frac{dP_{tx}}{dt} = \frac{dP_t}{dt} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \left(\frac{1}{t} - \frac{1}{T + t}\right) = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \frac{T}{t \cdot (T + t)}. \quad (4)$$

Характерно, что по мере неограниченного возрастания времени t (+ ∞) эта скорость (4) стремится к нулю, которая является необходимым условием «асимптотичности» функции (3). Напомним, что достаточным условием служит стремление P_t к определённому пределу, которое выполняется при $t \to \infty$. Аппроксимирующая функция (3) обладает замечательными свойствами: является достаточно простой, выдаёт природные свойства пласта, стремится к определённому пределу.

Приравнивая правые части (1) и (3) и переходя к пределу при $t \to \infty$, получим величину пластового давления флюида:

$$P_{пл} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln\left(\frac{2{,}25 \cdot \lambda \cdot T}{r_{скв}^2}\right). \quad (5)$$

Этот результат можно получить непосредственно из уравнения (3), т.к. предельное значение P_t при $t \to \infty$ стремится к определённому пределу, соответствующему пластовому давлению. В самом деле, значение величины (3) возрастающего давления со временем при закрытом периоде работы пластоиспытателя не может превысить пластовое.

Следует отметить, что надо провести продолжительные испытания для определения величины пластового давления. Предлагаемая методика позволяет провести такое определение даже по результатам кратковременных испытаний в скважине. Однако для этого необходимо предварительно определить гидропроводность и пьезопроводность пласта.

Первоначально определим гидропроводность пласта на основе анализа производной КВД, полученной пластоиспытателем в процессе бурения. Дифференцируя по безразмерному аргументу времени $X = \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$, из уравнения Д.Р. Хорнера получим:

$$P'_{tx}(x) = \frac{0{,}183 \cdot q \cdot \mu}{k \cdot h} = -\frac{0{,}183 \cdot q}{\varepsilon},$$

откуда следует:

$$\varepsilon = \frac{0{,}183 \cdot q}{\left|-P'_{tx}(x)\right|}. \qquad (6)$$

Анализ производной функции по безразмерному аргументу $X = \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$ показывает, что она принимает отличительные значения на отдельных участках КВД, характеризующие различные зоны фильтрации пласта. Точки, в которых производная претерпевает скачок, соответствуют искажению КВД. Как правило, этот участок представляется «дефектным», что обусловлено эффектом «после притока», который обычно исключается из рассмотрения. Согласно таблице 1, на КВД можно выделить 3 характерные зоны фильтрации:

1) пласт – точки 7–11;
2) промежуточную зону – точки 4–6;
3) загрязнённую зону – точки 1–3.

Об этом свидетельствуют результаты испытания скважины № 15, вскрывшей пашийский горизонт (табл. 1).

Таблица 1 – Результаты испытания скважины № 15, вскрывшей пашийский горизонт

№ точек	t, мин.	Pt, МПа	X	$P_{tx}(x)$, МПа
1	19,53	29,60	0,440	2,73
2	21,63	29,67	0,418	2,00
3	23,73	29,71	0,393	1,98
4	25,83	29,73	0,371	1,15
5	27,93	29,75	0,352	1,06
6	32,13	29,79	0,316	1,03
7	36,33	29,80	0,292	0,50
8	40,53	29,81	0,240	0,49
9	44,73	29,82	0,250	0,48
10	48,93	29,83	0,234	0,55
11	59,10	29,85	0,202	0,48

Как видно из таблицы 1, производная табулированной функции восстановленного давления $P_{tx}(x)$ достаточно убедительно характеризует фильтрационные свойства прискважинной зоны и пласта.

В скважине № 15 диаметром 214 мм в интервале 2758,5–2886 м испытан пашийский горизонт, представленный песчаником. За время притока, т.е. «открытого периода» (T = 35 мин.) отобрано 2,3 м^3 флюида. Объёмный дебит пластового флюида составил q = 1,1 · 10^{-3} м^3/с. Согласно геофизическим данным, эффективная толщина пласта 22 м, пористость 0,15. Манометром, установленным в фильтре, записана диаграмма забойного давления, представленная на рисунке.

Пример 1. Определим гидропроводность пласта скважины № 15 при следующих данных – объёмный дебит флюида $q = 1{,}1 \cdot 10^{-3}$ м^3/с при открытом периоде $T = 35$ мин. Характеризует невозмущённую зону пласта точка 7 и записана при текущем времени $t = 36{,}33$ мин., что соответствует безразмерному аргументу $X = 0{,}292$. Подставляя исходные данные в формулу (6), получим величину гидропроводности пласта:

$$\varepsilon = \frac{0{,}183 \cdot q}{\left|- P'_{tx}(x)\right|} = 3{,}8 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}).$$

Определим гидропроводность пласта интегральным способом на основе обработки табулированных значений КВД с помощью универсальной аппроксимирующей функции (3). На рисунке 1 изображён график КВД, записанный глубинным манометром в скважине № 15.

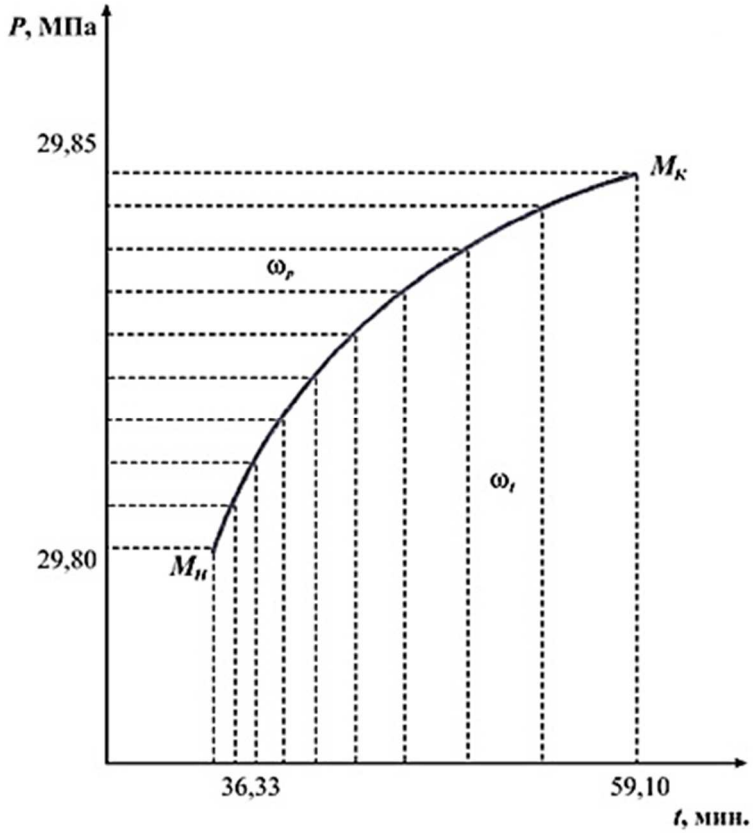

Рисунок 1 – Кривые КВД по скважине № 15:
$M_н$ и $M_к$ – начальные и конечные точки на участке невозмущённого пласта

Интегрируя уравнение (3) на участке $[t_н, t_к]$ по частям с учётом выражения (4), получим площадь ω_t, ограниченную кривой восстановления давления и двумя параллельными прямыми оси ординат $t = t_н$ и $t = t_к$, где $t_н$ и $t_к$ – абсциссы точек, характеризующих пласт на КВД. Интегрируя по частям, получим:

$$\omega_t = \int_{t_н}^{t_к} P_t \cdot dt = t \cdot P_t\Big|_{t_н}^{t_к} - \int_{t_н}^{t_к} t \cdot P'_t \cdot dt \,,$$

$$P'_t(x) = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \left(\frac{1}{t} - \frac{1}{T+t}\right).$$

где

Откуда следует, что:

$$\frac{q \cdot T}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln\left(\frac{T + t_к}{T + t_н}\right) = t_к \cdot P_к - t_н \cdot P_н - \omega_t = \omega_p \,.$$

Выражение в правой части этого равенства представляет площадь ω_p, ограниченную КВД и двумя параллельными прямыми оси абсцисс $P_t = P_н$ и $P_t = P_к$. Откуда можно найти расчётное значение гидропроводности:

$$\varepsilon = \frac{q \cdot T}{4 \cdot \pi \cdot \omega_p} \cdot \ln\left(\frac{T + t_к}{T + t_н}\right). \quad (8)$$

Для определения гидропроводности по формуле (8) необходимо предварительно определить площадь трапеции ωр, которая в первом приближении равна:

$$\omega_p = \frac{1}{2} \cdot (P_н - P_п) \cdot (t_к - t_п).$$

Пример 2. Определим гидропроводность пласта скважины № 15 по интегральному методу на основе обработки табулированных значений КВД по универсальному уравнению (3). Исходной информацией являются координаты точек 7 и 11, характеризующие невозмущённую зону пласта: $t_н$ = 36,33 и $t_к$ = 59,10 мин.; $P_н$ = 29,80 и $P_к$ = 29,85 МПа, отсюда ω_p = 145 МПа. Следовательно, согласно (8) значение гидропроводности пласта будет $\varepsilon = 3{,}16 \cdot 10^{-8}$ м^3/(Па · с). Таким образом, полученное значение даёт вполне удовлетворительные результаты по дифференциальному способу. Интегральный метод обработки КВД имеет значительные преимущества в том, что исключает необходимость в графическом построении в полулогарифмических координатах с выделением «характерного» прямолинейного участка на КВД.

Действительно, точки абсцисс КВД на логарифмической оси $\lg\left[\frac{T+t}{t}\right]$ при возрастании времени t сгущаются, и на графике невозможно строго выделить участок, характеризующий пласт. Предлагаемый метод можно применить в случаях, когда не удаётся выделить прямолинейный участок, характеризующий восстановление давления в прискважинной зоне, а также «характерные» зоны фильтрации. Для этого достаточно взять две произвольные точки из табулированных значений КВД. Пусть начальная точка о (t_0, P_0) и наиболее удалённая, например, конечная к ($t_к$, $P_к$) и промежуток времени (t_0, $t_к$) делится на чётное число n и площадь ω_p, можно определить по известной формуле Т. Симпсона для криволинейной трапеции:

$$\omega_p = \frac{(P_к - P_0)}{G_n \cdot \left[t_0 + t_к + 2 \cdot (t_1 + t_2 + t_3 + ... + t_к) + 4 \cdot (t_{0,5} + t_{1,5} + t_{2,5} + ... + t_{к-0,5})\right]};$$

$$\omega_p = \frac{P_n - P_0}{G_n} \cdot \frac{1}{\left[t_0 + t_к + 2 \cdot (t_1 + t_2 + t_3 + ... + t_n) + 4 \cdot (t_{0,6} + t)\right]}.$$

Среднее значение гидропроводности по интегральному способу определяется методом восстановления давления по двум точкам табулированных значений КВД без выделения «характерных» зон фильтрации. Так как $T > 0$, то согласно (4) имеем в первом приближении:

$$P_t'(x) = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \Gamma} \cdot \left(\frac{1}{t} - \frac{1}{T + t}\right) \approx \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \frac{1}{t}.$$

Учитывая, что величиной $\left(\frac{1}{T+t}\right)$ можно пренебречь по сравнению с $\frac{1}{t}$, в этом случае интегрируем по частям $\int_{t_0}^{t_к} P_t \cdot dt$ на отрезке [t_0, $t_к$] и получаем с учётом принятых обозначений:

$$\omega_t = \int_{t_0}^{t_к} P_t \cdot dt = t \cdot P_t\Big|_{t_0}^{t_к} - \int_{t_0}^{t_к} t \cdot P_t' \cdot dt \approx t_к \cdot P_к - t_0 \cdot P_0 - \frac{q \cdot (t_к - t_0)}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} = \omega_p,$$

откуда получим среднее значение гидропроводности:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{q \cdot (t_к - t_0)}{4 \cdot \pi \cdot \omega_p}. \quad (9)$$

Поясним сказанное на примере рандомной разведочной скважины – кривая восстановления давления снята после остановки скважины, значения которой приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Значения кривой восстановления давления после остановки скважины

t, мин.	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
P_t, атм.	5,41	6,92	8,05	8,95	9,75	10,23	10,80	11,20	1,60	12,03

Промежуточные значения точек для вычисления ωр по формуле Т. Симпсона приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Промежуточные значения точек для вычисления ω_p по формуле Т. Симпсона

t, мин.	t_0	$t_{0,5}$	t_1	$t_{1,5}$	t_2	$t_{8,5}$	t_{18}
P_t, атм.	20	25	30	35	40	45	200

В этом случае формула (9) для определения гидропроводности примет следующий вид:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{q \cdot b \cdot n \cdot (t_к - t_0)}{4 \cdot \pi \cdot (P_к - P_0)} \cdot \frac{1}{\left[t_0 + t_{18} + 2 \cdot (t_1 + t_2 + t_3 + ... + t_{18}) + 4 \cdot (t_{0,5} + t_{1,5} + t_{2,5} + ... + t_{к-0,5})\right]}. \quad (10)$$

За начальную точку возьмём M_0 (t_0, P_0) при t_0 = 20 мин., а за конечную – $t_к$ = 200 мин. и разобьём промежуток [t_0, $t_к$] на 36 частей (n = 18). Значения величин, входящих в формулу (10), приняты P_0 = 5,41 кг/см^2; $P_к$ = 12,03 кг/см^2; q =1200 см^3/с, а соответствующие промежуточные точки приведены в таблице 3; b = 1,6 – объёмный коэффициент пластового флюида. Подставляя числовые значения, получим среднее значение гидропроводности пласта $\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = 23{,}6$ Дарси · см/сП.

Примем за начальные точки КВД следующие значения: t_0 = 40 мин., $t_к$ = 60 мин. и др. Известно, что начальный участок КВД при малых значениях t не является доверительным с точки зрения определения характеристик исследуемого пласта, и в большинстве случаев является «дефектным». В этом случае следует воспользоваться методом последовательного приближения.

Соответствующие значения Г пласта, когда за начальную точку t_0 взяты другие значения, при $t_к$ = 200 мин. сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Значения гидропроводности пласта

t_0, мин.	40	60	80	100
$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu}$	25,0	25,8	26,5	28,7

При возрастании значения t_0 величина гидропроводности ε асимптотически стремится к прямой параллельной оси абсцисс и в достаточном приближении можно принять за предельное значение гидропроводности ε = 28,7 Дарси · см/сП. В работе Б.С. Чернова, М.Н. Базлова и А.И. Жукова (Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – 319 с.) приведено значение гидропроводности, вычисленное по точному методу Д.Р. Хорнера, равное 29,4 Дарси · см/сП. Сле-

довательно, определение значения ε по предлагаемому упрощённому интегральному способу даёт вполне удовлетворительные результаты.

Таким образом, предложенный интегральный метод определения гидрогеологических параметров пласта более точен и прост по сравнению с традиционным графоаналитическим методом. Для определения уточнённых данных по предлагаемому способу следует получить табулированные величины изменения давления восстановления через малые промежутки времени.

Выводы

Предлагаемый способ дифференциального и интегрального методов определения гидродинамических параметров разбуриваемых пластов обладает рядом преимуществ по сравнению с графоаналитическим:

- повышается точность и достоверность определения характеристик пласта на основе интегрального метода по формулам:

$$\varepsilon = \frac{q \cdot T}{4 \cdot \pi \cdot \omega_p} \cdot \ln\left(\frac{T + t_к}{T + t_н}\right);$$

$$x = \exp\left[\frac{P_к}{P'_{tx} \cdot t \cdot x_п} \cdot \frac{T + t_к}{T}\right];$$

$$P_{пл} = \frac{q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln\left(\frac{2{,}25 \cdot \lambda \cdot T}{r^2_{скв}}\right),$$

где T – время притока при открытом периоде работы пластоиспытателя;

- надёжно выявляются «характерные» зоны фильтрации на основе анализа табулированной функции восстановления давления по безразмерному аргументу времени, полученной пластоиспытателем. Каждая зона фильтрации характеризуется определённым значением величины производной, причём «невозмущённый» пласт соответствует минимуму производной;
- повышается производительность определения важнейших характеристик пласта на стадии бурения или вскрытия пласта за короткий промежуток времени без продолжительной остановки скважины на испытание.

Литература

1. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин: производственно-практическое издание / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Издательство «Уфимский полиграфкомбинат», 2004. – 620 с.
2. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник / Под ред. В.М. Добрынина. – М. : Недра, 1988. – 476 с.
3. Чернов Б.С. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / Б.С. Чернов, М.Н. Базлов, А.И. Жуков. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – 319 с.
4. Бурангулов И.Р. Влияние качества и длительности гидродинамических исследований на точность определения получаемых параметров / И.Р. Бурангулов, Е.Ф. Моисеева // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 169–174.
5. Метод расчёта гидравлических характеристик сложных гидродинамических систем / Е.К. Константинов [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 5. – С. 117–120.
6. Матаев Г.А. Оценка параметров пластов по кривизне восстановления давления / Г.А. Матаев, Г.А. Гаруков // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 1987. – № 2. – С. 95–98.
7. Матаев Г.А. Фильтрационные характеристики разбуриваемых пластов / Г.А. Матаев, Т.Б. Малачиханов, В.С. Семенякин // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 4. – С. 23–25.
8. Петрушин Е.О. Исследование гидродинамики горизонтальных скважин / Е.О. Петрушин, А.А. Андрияди, О.В. Савенок // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 275–278.
9. Петрушин Е.О. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин / Е.О. Петрушин, Д.Г. Антониади, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 3. – С. 35–42.
10. Петрушин Е.О. Практическое использование уравнений нелинейно-упругого режима фильтрации жидкости / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 49–62.

11. Петрушин Е.О. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Л.Г. Кусова // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480.
12. Савенок О.В. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин / О.В. Савенок, Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 23–28.
13. Сингатуллин Н.А. Исследование эффективности технологий вскрытия пласта по данным гидродинамических исследований скважин / Н.А. Сингатуллин, В.В. Дерендяев // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 457–462.
14. Arutyunyan A.S. Improvement of hydraulic facing technology by modeling permeability formed cracks for specific mining and geological conditions / A.S. Arutyunyan, E.O. Petrushin, L.G. Kusova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Сер. «International Science and Technology Conference «Earth Science», ISTC EarthScience 2022 – Chapter 3». – 2022. – P. 042021.
15. Gartoow G.A. Eine vereinfachte Methode zur Bestimmung der Parameter von wasser und erdölführenden Schichten / G.A. Gartoow, G.A. Matajew.

References

1. Formation testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas well formations: production and practical publication / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : «Ufa Printing Plant» Publishing House, 2004. – 620 p.
2. Interpretation of the results of geophysical studies of oil and gas wells: a reference book / Edited V.M. Dobrynin. – M. : «Nedra» Publishing House, 1988. – 476 p.
3. Chernov B.S. Hydrodynamic methods for studying wells and formations / B.S. Chernov, M.N. Bazlov, A.I. Zhukov. – M. : «State scientific and technical publishing house of oil and mining and fuel literature» Publishing House, 1960. – 319 p.
4. Burangulov I.R. The influence of the quality and duration of the hydrodynamic investigations on the accuracy of obtained parameters / I.R. Burangulov, E.F. Moiseeva // Readings of A.I. Bulatov. – 2022. – Vol. 1. – P. 169–174.
5. Method for calculating hydraulic characteristics of valve plates with a full valve valve / E.K. Konstantinov [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 5. – P. 117–120.
6. Mataev G.A. Estimation of reservoir parameters by pressure recovery curvature / G.A. Mataev, G.A. Garukov // News of higher educational institutions. Geology and exploration. – 1987. – № 2. – P. 95–98.
7. Mataev G.A. Filtration characteristics of drilled formations / G.A. Mataev, T.B. Malachihanov, V.S. Semenyakin // Oil industry. – 1988. – № 4. – P. 23–25.
8. Petrushin E.O. Study of hydrodynamics of horizontal wells / E.O. Petrushin, A.A. Andriadi, O.V. Savenok // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. – 2014. – № 1. – P. 275–278.
9. Petrushin E.O. Experimental studies of hydrodynamics of the horizontal bore holes / E.O. Petrushin, D.G. Antoniadi, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 3. – P. 35–42.
10. Petrushin E.O. Practical use of the equations of the nonlinear and elastic mode of the filtration of liquid / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 2. – P. 49–62.
11. Petrushin E.O. Field studies of inflow to horizontal wells and methods of intensifying oil and gas production / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, L.G. Kusova // SEVERGEOECOTECH – 2021: reports of the XXII International Youth Scientific Conference (March 17–19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 476–480.
12. Savenok O.V. Analysis of the existing methods of formation parameter determination based on the data of hydrodynamic studies of horizontal wells / O.V. Savenok, E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Oil field business. – 2016. – № 4. – P. 23–28.
13. Singatullin N.A. Research of the effectiveness of reservoir drilling in technologies based on the data of dynamic well test / N.A. Singatullin, V.V. Derendyaev // Readings of A.I. Bulatov. – 2022. – Vol. 1. – P. 457–462.
14. Arutyunyan A.S. Improvement of hydraulic facing technology by modeling permeability formed cracks for specific mining and geological conditions / A.S. Arutyunyan, E.O. Petrushin, L.G. Kusova // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Сер. «International Science and Technology Conference «Earth Science», ISTC EarthScience 2022 – Chapter 3». – 2022. – P. 042021.
15. Gartoow G.A. Eine vereinfachte Methode zur Bestimmung der Parameter von wasser und erdölführenden Schichten / G.A. Gartoow, G.A. Matajew.