

Гидродинамический контроль производительности горизонтальных скважин с большим количеством стадий ГРП, вскрывающих слабо дренируемые низкопроницаемые коллекторы

Кременецкий М.И.¹, Никонорова А.Н.¹, Бахмутов А.В.², Ворон К.А.², Гуляев Д.Н.¹

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия;

²Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия
kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация

Статья завершает цикл публикаций авторов, посвященных теоретическому обоснованию экспрессной интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин с многостадийным ГРП на основе инвариантных параметров. Каждый из подобных параметров объединяет гидродинамические характеристики скважины и пласта, определяющие асимптотическое поведение давления во времени при формировании в коллекторе линий тока с характерной симметрией. В представленной публикации по сравнению с предшествующими более подробно описываются состав и структура инвариант, а также последовательность расчетов с целью определения проницаемости пласта и размеров трещин.

Наибольшее внимание авторы уделяют скважинам с большим количеством стадий ГРП, где зоны влияния трещин быстро смыкаются и темп изменения давления в стволе становится аномально высоким. В этом случае фильтрация между трещинами происходит в практически замкнутых областях в условиях раннего локального истощения коллектора. Дополнительным диагностическим признаком режима раннего истощения являются существенные различия в поведении давления в периоды работы и остановки скважины. Темп его изменения во времени определяется объемом дренируемой трещинами области пласта. Подобные оценки могут быть востребованы при проведении ГДИС с целью оценки эффективности технологий кластерного вскрытия пластов и SRV.

Материалы и методы

Численное моделирование для оценки информативности ГДИС, а также интерпретация и визуализация результатов исследований скважин выполнены в программном комплексе Saphir (разработка компании Карра Engineering). Для измерений давления и расхода в эксплуатационных скважинах применены серийные глубинные манометры ВНН5-125-2850 и стандартное устьевое оборудование.

Ключевые слова

горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, гидродинамические исследования, коллектор низкой проницаемости, кластерное ГРП

Для цитирования

Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Бахмутов А.В., Ворон К.А., Гуляев Д.Н. Гидродинамический контроль производительности горизонтальных скважин с большим количеством стадий ГРП, вскрывающих слабо дренируемые низкопроницаемые коллекторы // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 1. С. 46–54 DOI: 10.24412/2076-6785-2025-1-46-54

Поступила в редакцию: 27.12.2024

GEOPHYSICS

UDC 550.832.9:622.234.573 | Original Paper

Pressure transient analysis of pressure and rate surveillance results in horizontal wells with a large number of hydraulic fractures in poorly drained low-permeability reservoirs

Kremenetsky M.I.¹, Nikonorova A.N.¹, Bakhmutov A.V.², Voron K.A.², Gulyaev D.N.¹

¹National University of oil and gas "Gubkin University", Moscow, Russia; ²"Gazprom Neft" Group of Companies, Saint-Peterburg, Russia
kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru

Abstract

The article completes a series of publications by the authors devoted to the theoretical validation of the pressure transient analysis interpretation of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing based on invariant parameters. Each of these parameters combines the well parameters and reservoir properties, which determine the asymptotic behavior of pressure over time with the current flow geometry in the reservoir. In this publication, compared with the previous ones, the composition and structure of the invariants and the sequence of calculations are described in more detail in order to determine the permeability of the reservoir and the size of fractures.

The authors pay the most attention to wells with a large number of hydraulic fractures, where the fracture interference is quick, and the rate of pressure change during well production becomes abnormally high. In this case, filtration between fractures occurs in almost closed areas under conditions of early local depletion of the reservoir. An additional diagnostic sign of early depletion is significant differences in pressure behavior during the periods of well production and well shut-in. The rate of its change over time is determined by the volume of the fractured reservoir area. Such assessments may be in demand for pressure transient analysis in multistage horizontals to assess the effectiveness of cluster fracturing operations and SRV technology.

Materials and methods

Numerical modeling to assess the informative value of the PTA, as well as the interpretation and visualization of well test results were performed in the Saphir software package (developed by Kappa Engineering). Serial deep pressure gauges in VNN5-125-2850 and

For citation

Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Bakmutov A.V., Voron K.A., Gulyaev D.N. Pressure transient analysis of pressure and rate surveillance results in horizontal wells with a large number of hydraulic fractures in poorly drained low-permeability reservoirs. Exposition Oil Gas, 2025, issue 1, P. 46–54. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-1-46-54

Received: 27.12.2024

Введение

Разработка коллекторов низкой проницаемости предполагает применение сложных технологий вскрытия пласта, способных обеспечить эффективную гидродинамическую связь скважины с коллектором. Основным способом интенсификации притока в этом случае является гидроразрыв пласта (ГРП). Трещины ГРП значительно увеличивают дренируемый объем коллектора, резко повышая добычный потенциал скважины.

Наиболее перспективным способом добычи углеводородов из неоднородных расчлененных коллекторов с аномально низкой проницаемостью является вскрытие пласта горизонтальным стволом с многостадийным ГРП (МГРП) [11, 12 и др.] (рис. 1а).

Современные технологии гидроразрыва ориентируются на увеличение количества трещин, вскрывающих горизонтальный ствол со снижением расстояния между ними. Кардинальный прорыв в этом направлении связан с внедрением кластерного гидроразрыва, предполагающего объединение в одну стадию нескольких муфт ГРП [8, 9 и др.] (рис. 1б).

Кроме того, с развитием технологий гидроразрыва наблюдается тренд на увеличение расхода жидкости ГРП и объема закачиваемого пропанта, что может приводить к образованию трехмерной сетевой системы трещин, получившей название зоны SRV — Stimulated Reservoir Volume [11] (рис. 1в).

Широкое применение подобных технологий требует совершенствования подходов

к проведению и интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) [1–7, 10]. Причем акценты при практическом применении результатов ГДИС смещаются в сторону оценки эффективности примененной на исследуемой скважине технологии вскрытия пласта [4, 7].

Особенностью условий проведения гидродинамических исследований в рассматриваемом случае является сложность диагностики в двойном логарифмическом масштабе классических режимов течения флюида в коллекторе.

Классическая модель дренирования пласта горизонтальной скважиной с многостадийным ГРП

На рисунке 2 приведена log-log характеристика классической модели вскрытия горизонтального ствола трещинами ГРП, удаленными друг от друга на расстояние, существенно большее их длины.

Для ранних режимов течения, наблюдаемых сразу после прекращения экраняющего влияния послепритока (сначала раннего линейного, а затем раннего псевдорadiaльного), характерно практическое отсутствие влияния трещин друг на друга вследствие отсутствия между ними интерференции. Каждая из них дренирует свою локальную область коллектора. При раннем линейном течении данная область локализована вдоль поверхности трещин, а линии тока ориентированы по нормали к ней. При

псевдорadiaльном течении области дренирования вблизи трещин приобретают форму, близкую к эллиптической.

С началом взаимовлияния трещин зоны дренирования пласта между ними сливаются. Линии тока приобретают позднюю линейную, а затем позднюю псевдорadiaльную симметрию. Данный режим предполагает формирование в пласте воронки депрессии, размеры которой существенно превышают длину горизонтального ствола.

Возможности диагностики перечисленных режимов иллюстрируют типовые кривые, отличающиеся проницаемостью коллектора и длиной трещин, приведенные на рисунке 3. Данный рисунок наглядно иллюстрирует факт, что при исследовании скважин, вскрывающих коллекторы аномально низкой проницаемости, реальная диагностика лишь ранних режимов течения, так как поздний псевдорadiaльный режим течения появляется примерно спустя 10–50 тыс. часов, что составляет от примерно 1 года до 6 лет.

Поведение давления в скважине в периоды фильтрации флюида в коллекторе, отличающиеся симметрией линий тока

В таблицу 1 сведены известные расчетные соотношения, соответствующие запуску скважины на отбор с постоянным расходом с ее последующей остановки (рис. 3б). Они легко обобщаются на случай чередования произвольного числа периодов работы

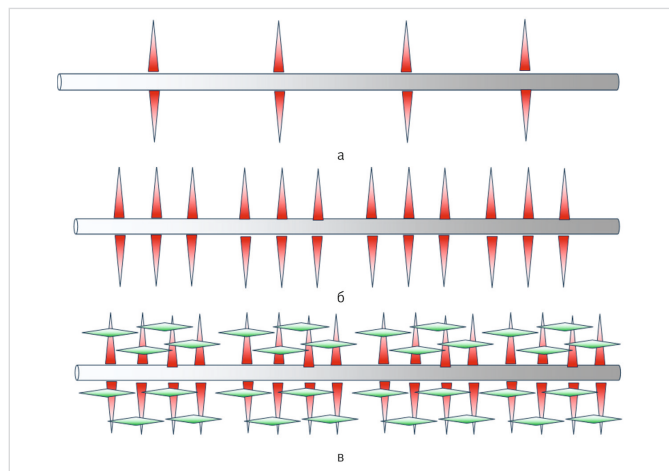


Рис. 1. Вскрытие пласта-коллектора горизонтальным стволом с поперечными трещинами МГРП: а — классическая технология вскрытия; б — кластерная технология вскрытия; в — объемное ГРП (SRV)

Fig. 1. Multistage fractured horizontal well completion in a tight reservoir transverse fractures: а — classical fracturing technology; б — cluster fracturing technology; в — volumetric hydraulic fracturing (SRV)

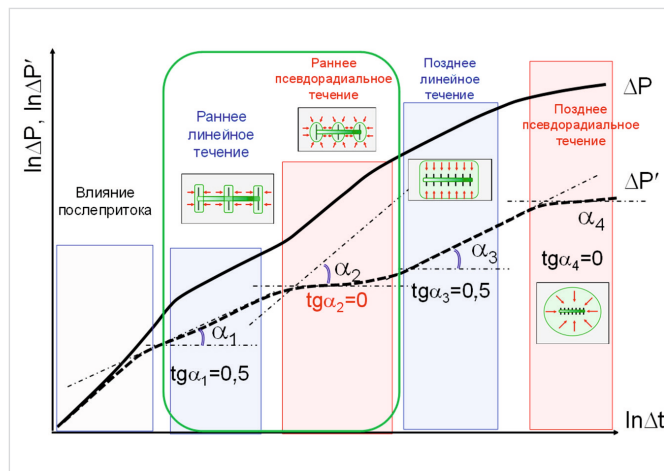


Рис. 2. Log-log характеристика классической модели вскрытия однородного неограниченного пласта горизонтальной скважиной с многостадийным ГРП

Fig. 2. Log-log pressure plot of the classical model of the fractured horizontal well with multistage hydraulic fracturing in a homogeneous infinite reservoir

и остановки скважины, отличающихся дебитом.

Аналогом зависимости (1.4, табл. 1) для случая дренирования коллектора горизонтальной скважиной, когда проницаемость коллектора меняется по длине ствола и трещины имеют разную длину, является соотношение:

$$Inv_{EL}^{-1} = \frac{2\sqrt{\pi}h}{Q} \sqrt{\frac{K_{\Pi}\beta}{\mu}} \left\{ \sum_1^N (L_{тр,i} \sqrt{k_i}) \right\}, \quad (1)$$

где $L_{тр,i}$ — полудлина трещины с индексом i , k_i — проницаемость пласта на контакте с трещиной с индексом i .

Частными случаями формулы (1) являются соотношения, предполагающие, что либо пласт неоднороден по проницаемости, а длина всех трещин одинакова

$$Inv_{EL}^{-1} = \frac{2\sqrt{\pi}h}{Q} L_{тр} \sqrt{\frac{K_{\Pi}\beta}{\mu}} \left\{ \sum_1^N (\sqrt{k_i}) \right\} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \frac{S_{\Sigma тр}}{QN} \sqrt{\frac{K_{\Pi}\beta}{\mu}} \left\{ \sum_1^N (\sqrt{k_i}) \right\}, \quad (2)$$

либо пласт однороден, а трещины отличаются длиной

$$Inv_{EL}^{-1} = \frac{2\sqrt{\pi}h}{Q} \sqrt{\frac{kK_{\Pi}\beta}{\mu}} \left\{ \sum_1^N (L_{тр,i}) \right\} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \frac{S_{\Sigma тр}}{Q} \sqrt{\frac{kK_{\Pi}\beta}{\mu}}. \quad (3)$$

Данный подход применим в случае произвольного циклического изменения дебита в предшествующие периоды времени, в том числе если в некоторые из них скважина не работает.

Количественная оценка параметров пласта на основе инвариантных параметров режимов течения

Классическая схема определения свойств пласта по значениям инвариантных параметров представлена на рисунке 4.

На фрагменте рисунка слева указаны гидродинамические параметры, определяемые по результатам ГДИС. Это проницаемость пласта в горизонтальной плоскости, работающая длина горизонтального ствола, количество работающих трещин и их длина. На фрагменте справа перечислены параметры, информация о которых должна быть известна априори. В центре рисунка приведены используемые для расчетов формулы, отображающие состав и структуру инвариантов режимов течения.

Расчеты ведутся в следующей последовательности. Сначала по формуле 1.10 (табл. 1) (инварианта псевдорadiaльного течения) оценивается проницаемость пласта в горизонтальной плоскости k . С использованием значения этого параметра по формуле 1.9 (табл. 1) (инварианта линейного течения) рассчитывается работающая длина горизонтального ствола $L_{ГС}$, а по формуле 1.8 (табл. 1) (инварианта раннего псевдорadiaльного течения) — количество работающих трещин N . Заключительным этапом расчета является оценка значений длин трещин $L_{тр}$ по формуле 1.4 (табл. 1) (инварианта раннего линейного течения).

При усложнении модели скважины и пласта (различные длины трещин, неоднородная проницаемость пласта) в ряде случаев определяемые по ГДИС проницаемость пласта и длины трещин могут рассматриваться как средние. При наличии дополнительной информации (результаты ГИС в открытом стволе, ПГИ) возможна оценка индивидуальных параметров трещин [2, 3]. В этом случае вместо перечисленных формул используются их более сложные аналоги. Так, для раннего линейного течения вместо соотношения (1.4, табл. 1) используются формулы (1–3).

Специфика ГДИС при близко расположенных трещинах многостадийного ГРП

Раннее течение с линейной симметрией линий тока, связанное с дренированием трещинами МГРП прилегающих областей коллектора, характерно для любых соотношений размеров и взаиморасположения трещин. Дальнейшее поведение давления с течением времени определяется особенностями вскрытия пласта: в первую очередь тем, насколько трещины удалены друг от друга.

При существенном удалении раннее линейное течение со временем сменяется ранним радиальным, когда вокруг трещин формируются локальные области дренирования, по размеру значимо превышающие длины трещин (см. рис. 3).

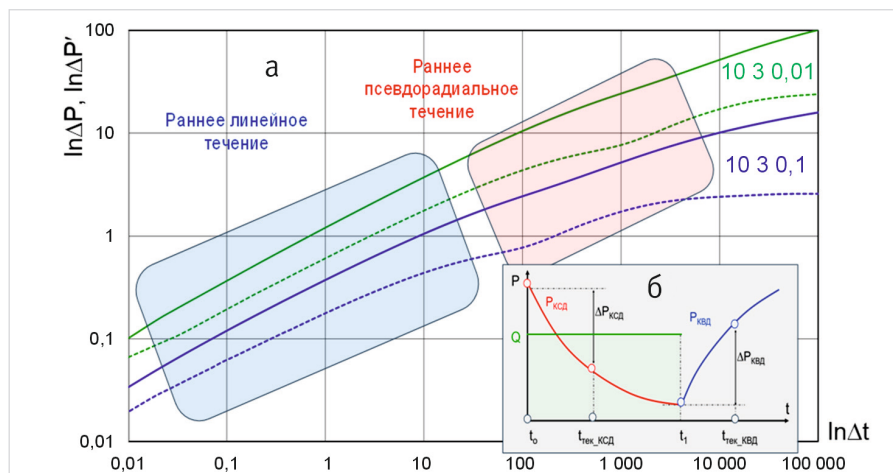


Рис. 3. Типовые кривые, отличающиеся проницаемостью коллектора и длиной трещин: а — типовые log-log кривые для классической модели вскрытия однородного пласта горизонтальной скважиной с многостадийным ГРП в цикле КСД при одинаковых размерах трещин и их равномерном распределении по длине сегмента горизонтального ствола длиной 100 м, шифр кривых: полудлина трещины (м), количество трещин, проницаемость пласта (мД); б — схематичное поведение давления P во времени t в циклах запуска (КСД) и последующей остановки скважины (КВД), t_0 , t_1 — времена начала периодов КСД и КВД, $t_0 < t_{тек,КСД} < t_1$, $t_{тек,КВД} > t_1$ — текущие времена в пределах циклов КСД и КВД, $\Delta P_{КСД}$, $\Delta P_{КВД}$ — разность текущего и начального давлений для циклов КСД и КВД

Fig. 3. Typical log-log pressure plot for different reservoir permeability and fracture parameters: а — typical log-log pressure plot for the classical model of a horizontal well with multistage hydraulic fracturing in homogeneous reservoir during the pressure draw-down test (PDD) with the equal fracture sizes and their uniform distribution along the horizontal wellbore with a 100 m segment, curve code: half-length of the fractures (m), number of fractures, reservoir permeability (mD); б — schematic behavior of pressure P at time t in the periods of production (PDD) and subsequent shut-in of the well (PBU), t_0 , t_1 — the start times of the periods of PDD and PBU, $t_0 < t_{cur_PDD} < t_1$, $t_{cur_PBU} > t_1$ — the current times within the periods of PDD and PBU, ΔP_{PDD} , ΔP_{PBU} — the difference between the current and initial pressures for the PDD and PBU periods

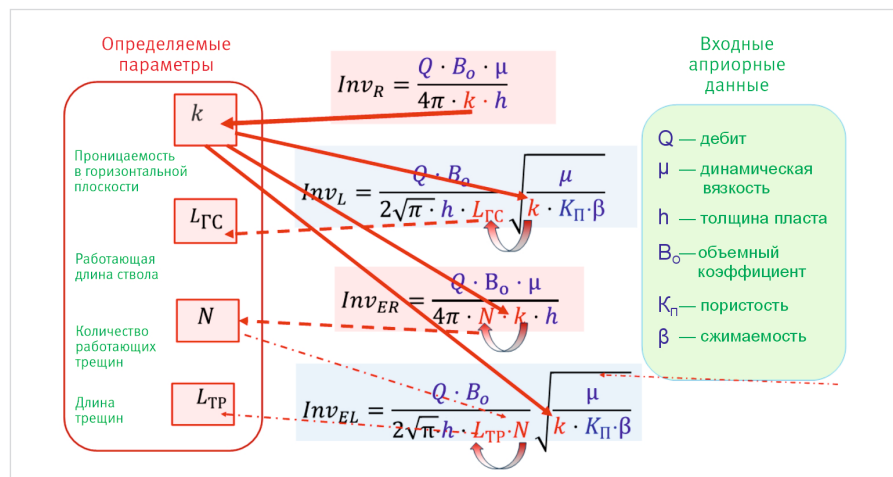


Рис. 4. Количественная оценка параметров пласта по инвариантам режимов течения с различной симметрией (пояснения в тексте)

Fig. 4. Quantitative assessment of reservoir properties and well parameters by invariants of flow modes with different symmetries (explanations in the text)

При сближении трещин их зоны влияния смыкаются, а темп изменения давления в скважине аномально вырастает. Фильтрация между трещинами происходит в практически замкнутых областях, то есть в условиях раннего локального истощения коллектора.

Диагностика раннего локального истощения в периоды запуска скважины (КСД)

Рисунок 5 иллюстрирует факт, что проявлению раннего локального истощения при запуске скважины благоприятствуют большая длина трещин и малое расстояние между ними. Периодом запуска соответствует тангенс угла наклона линейной асимптоты к логарифмической производной равный единице.

Комплексный инвариантный параметр раннего локального истощения в цикле запуска с постоянным расходом рассчитывается по формуле:

$$Inv_{EE} = \frac{Q}{\beta Sh K_{II}} = \frac{Q}{\beta L_{IC} L_{tr} h K_{II}}, \quad (4)$$

а изменение давления от функционального масштаба времени имеет вид:

$$\begin{aligned} \Delta P_{КСД} &= P_0 - P_{КСД} = \\ &= Inv_{EE} \times (t_{текКСД} - t_0) = \\ &= Inv_{EE} \times \Delta t_{КСД} \end{aligned} \quad (5)$$

То есть характеристической шкалой времени для данного процесса является его текущее значение t .

Диагностика раннего локального истощения в периоды остановки скважины (КВД)

Рисунок 6 иллюстрирует яркую особенность поведения давления при истощении в остановленной скважине. Сразу после остановки наклон логарифмической производной резко снижается вплоть до нулевых и отрицательных значений. Данный эффект проявляется

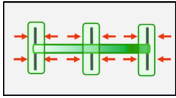
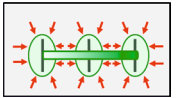
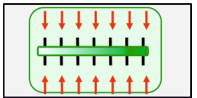
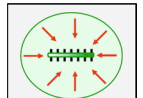
тем контрастнее, чем меньше продолжительность предшествующего остановке периода работы скважины (рис. 6 б, в, г).

Формальный анализ поведения давления во времени может привести к ошибочному выводу, что в этот период линии тока в коллекторе имеют псевдорadiaльную симметрию. Но это ложный признак, не отражающий реальные особенности течения флюида. Причина его возникновения кроется в одно-временном влиянии двух разнонаправленных процессов:

- снижение темпа изменения давления вследствие истощения области дренирования между трещинами;
- рост темпа изменения давления, связанный с усилением со временем притока из области коллектора за пределами пространства трещин.

Снижение темпа изменения давления преобладает в период непосредственно

Табл. 1. Аналитическое описание режимов течения для классической модели горизонтальной скважины с многостадийным ГРП
Tab. 1. Analytical description of flow regimes for classical model of horizontal well with multistage fractures

Наименование	Краткая характеристика	Масштаб времени	Поведение давления в функциональном масштабе времени	Инварианта
1. Ранний линейный	Линии тока направлены по нормали к поверхности трещин 	$\Delta t^{0.5}$	$\Delta P = P_0 - P_{тек} = Inv_{EL} \times f(\Delta t^{0.5});$ (1.1) КВД $f(\Delta t^{0.5}) = (t_{текКСД} - t_0)^{0.5};$ (1.2) КВД $f(\Delta t^{0.5}) = (t_{текКВД} - t_0)^{0.5} - (t_{текКВД} - t_1)^{0.5};$ (1.3)	$Inv_{EL} = \frac{Q}{2\sqrt{\pi} h L_{tr} N} \sqrt{\frac{\mu}{k K_{II} \beta}} =$ $= \frac{2Q}{\sqrt{\pi} S_{\Sigma tr}} \sqrt{\frac{\mu}{k K_{II} \beta}}$ (1.4)
2. Ранний псевдорadiaльный	Дренируются области коллектора, примыкающие к трещинам. Взаимовлияние трещин отсутствует 	$\ln(\Delta t)$	$\Delta P = P_0 - P_{тек} = Inv_{EL} \times f(\ln \Delta t);$ (1.5) КСД $f(\ln \Delta t) = (t_{текКСД} - t_0);$ (1.6) КСД $f(\ln \Delta t) = \ln \left(\frac{t_{текКВД} - t_0}{t_{текКВД} - t_1} \right).$ (1.7)	$Inv_{ER} = \frac{Q\mu}{4\pi k h N}$ (1.8)
3. Поздний линейный	Линии тока направлены перпендикулярно к оси скважины 	$\Delta t^{0.5}$	Аналогично п. 1, соотношения (1.1) – (1.3)	$Inv_L = \frac{Q}{2\sqrt{\pi} h L_{СКВ}} \sqrt{\frac{\mu}{k K_{II} \beta}}$ (1.9)
4. Поздний псевдорadiaльный	Линии тока направлены по радиусам от периферии контура питания к скважине 	$\ln(\Delta t)$	Аналогично п. 2, соотношения (1.5) – (1.7)	$Inv_R = \frac{Q\mu}{4\pi k h}$ (1.10)

P — давление: P_0 — начальное, $P_{тек}$ — текущее, ΔP — приращение давления, Q — расход, h — эффективная работающая толщина пласта, L_{mp} — полудлина трещины, $L_{СКВ}$ — работающая длина скважины, N — количество трещин, μ — динамическая вязкость пластового флюида, k — проницаемость пласта, K_n — пористость пласта, β — интегральная сжимаемость, представляющая собой сумму сжимаемости пористой среды и смеси флюидов в порах, $S_{\Sigma mp}$ — суммарная площадь поверхности трещин, значение которой для каждой трещины — это четырехкратное произведение ее высоты на полудлину

P — pressure: P_0 — initial, $P_{тек}$ — current, ΔP — drawdown, Q — rate, h — net pay, L_{mp} — fracture half length, $L_{СКВ}$ — well length, N — number of fractures, μ — fluid viscosity, k — reservoir permeability, K_n — reservoir porosity, β — total compressibility is the sum of matrix compressibility and fluid compressibility, $S_{\Sigma mp}$ — surface of all fractures, the value of which for each fracture is four times the product of its height by half a length

после остановки скважины (рис. 7а). Затем в работу все активнее вовлекаются периферийные зоны коллектора (рис. 7б). Снижение темпа замедляется, а потом сменяется ростом, завершающимся развитием линий тока позднего линейного течения.

Лучше представить особенности совместного влияния этих процессов позволяет поведение давления, описываемое классической моделью истощения, предполагающей, что пространство за пределами концов трещин не дренируется (рис. 8 а, б).

В этом случае в период запуска скважины (КСД) наблюдается стабильно высокий темп изменения давления во времени и, как следствие, интенсивный рост значений логарифмической производной. После остановки скважины (КВД) темп изменения давления замедляется: значения производной снижаются со временем, отражая выравнивание давления по простиранию пласта (рис. 8 а, б).

При регистрации КВД в горизонтальной скважине с многостадийным ГРП при раннем истощении наблюдается аналогичный эффект, но вследствие дополнительного влияния притока к трещинам из периферии пласта он проявляется менее контрастно. Логарифмическая производная сглаживается, приобретая вид, характерный для формирования линий тока с радиальной симметрией (рис. 8в).

С ростом длительности работы скважины, предшествующей остановке, этот эффект нивелируется (рис. 8г).

Особенности количественной оценки параметров пласта на основе определения инвариант режимов течения при близком расположении трещин

Классическая схема определения параметров пласта по значениям инвариант представлена на рисунке 9. Отличием от схемы, представленной на рисунке 4, являются отсутствие раннего радиального режима течения и появление вместо него режима истощения за счет близкого расположения трещин друг к другу.

На левом фрагменте рисунка 9 слева указаны гидродинамические параметры, определяемые по результатам ГДИС. Это

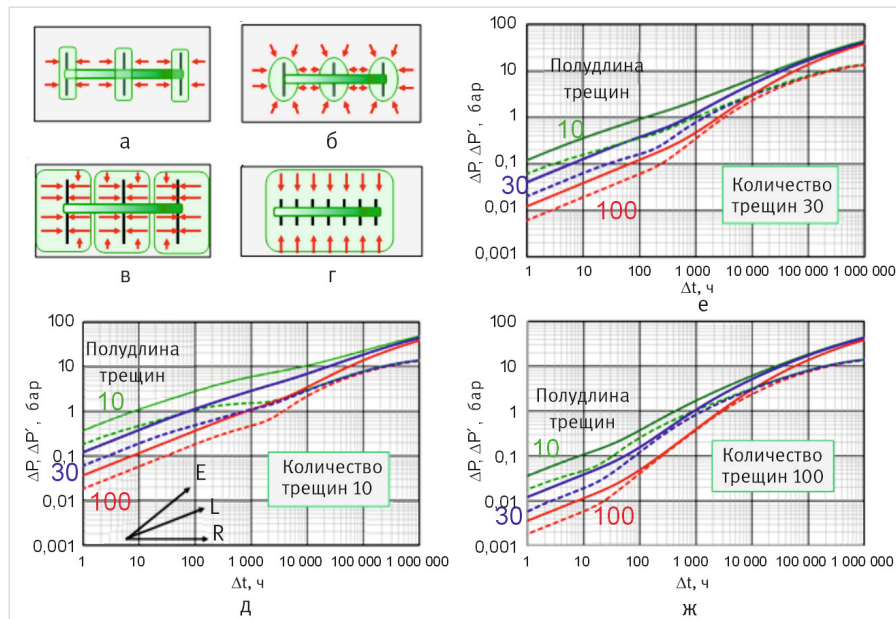


Рис. 5. Log-log диагностика раннего локального истощения для периода запуска скважины (КСД) для классической модели горизонтальной скважины с многостадийным ГРП: а, б, в, г — линии тока для раннего линейного — а; раннего псевдорadiaльного — б; раннего локального истощения — в; позднего линейного — г режимов течения; е, д, ж — типовые кривые, отличающиеся количеством и полудлиной трещин; длина горизонтального ствола 100 м, проницаемость пласта 0,01 мД

Fig. 5. Log-log diagnostics of early local depletion for the well production period (PDD) for the classical model of a horizontal well with multistage hydraulic fracturing: а, б, в, г — streamlines for early linear — а; early pseudoradial — б; early local depletion — в; late linear — г flow modes; е, д, ж — typical curves differing in the number and half-length of fractures; horizontal wellbore length 100 m, reservoir permeability 0,01 mD

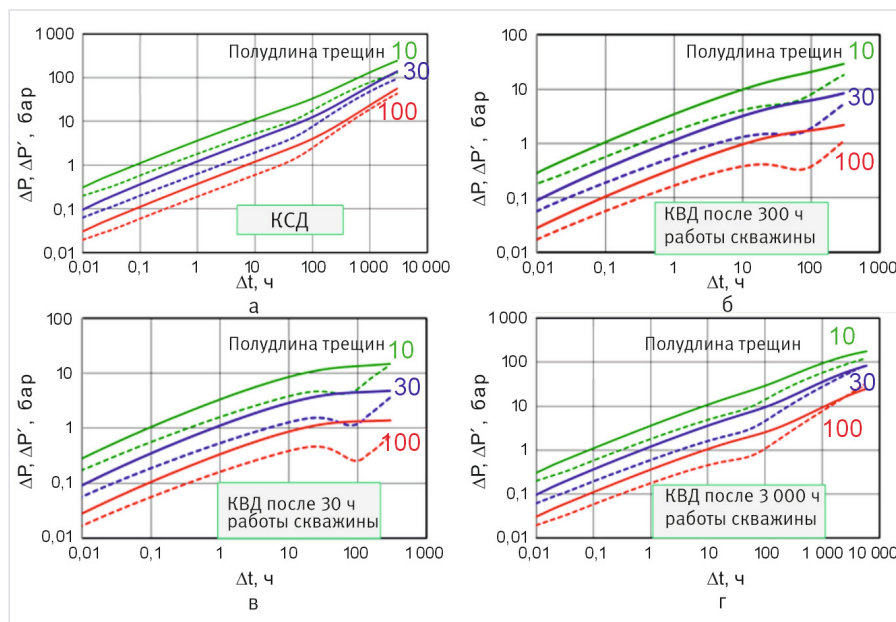


Рис. 6. Типовые кривые для периода запуска — а и остановки скважины — б, в, г для классической модели горизонтальной скважины с многостадийным ГРП при комфортных условиях формирования режима раннего истощения; длина горизонтального ствола 100 м, количество трещин 10, проницаемость пласта 0,01 мД

Fig. 6. Typical curves for the period of production start — а and shut-in of the well — б, в, г for the classical model of a horizontal well with multistage hydraulic fracturing under comfortable conditions of early depletion; horizontal wellbore length 100 m, number of fractures 10, reservoir permeability 0,01 mD

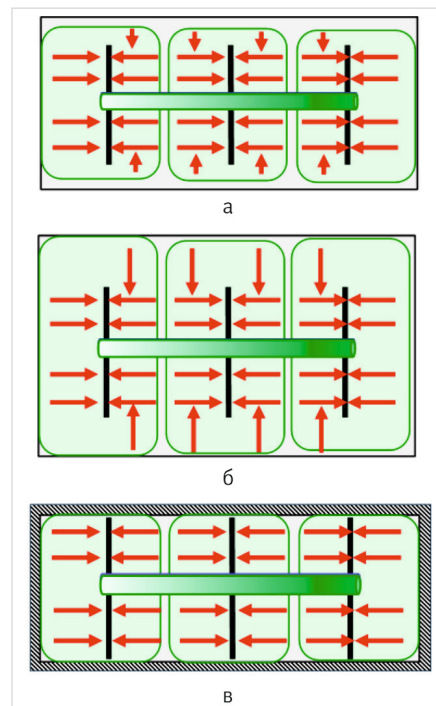


Рис. 7. Линии тока в коллекторе вблизи скважины в начале раннего истощения — а, при развитии раннего линейного течения — б, в условиях, когда приток к трещинам за пределами их распространения отсутствует — в

Fig. 7. Flow lines in the reservoir near the well at the beginning of early depletion — а, during the early linear flow — б, in conditions when there is no inflow to the fractures beyond their distribution — в

проницаемость пласта в горизонтальной плоскости, работающая длина горизонтального ствола, количество работающих трещин и их длина. На фрагменте справа перечислены параметры, информация о которых должна быть известна априори. В центре рисунка приведены используемые для расчетов формулы, отображающие состав и структуру инвариант режимов течения.

Расчеты ведутся в следующей последовательности. Сначала по формуле 1.10 (табл. 1) (инварианта псевдораздального течения) оценивается проницаемость пласта в горизонтальной плоскости k . С использованием значения этого параметра по формуле 1.9 (табл. 1) (инварианта позднего линейного течения) рассчитывается

работающая длина горизонтального ствола $L_{ГС}$, а по формуле 4 (инварианта раннего истощения) — длина трещин $L_{ТР}$. Заключительным этапом расчета является оценка количества работающих трещин N по формуле 1.4 (табл. 1) (инварианта раннего линейного течения).

Интерпретация ГДИС при циклической работе скважин

В реальных условиях исследуемой скважины, когда расход меняется (рис. 10), при оценке инвариант может быть использован аналогичный подход. В этом случае в практике интерпретации ГДИС для определения давления на забое вместо соотношений, приведенных в таблице 1, используются их более сложные аналоги, учитывающие

периодическое изменение расхода во времени [4].

В частности, аналогом формул 1.1 и 1.2 (табл. 1) для режимов течения с линейной симметрией справедливы соотношения:

$$f(\sqrt{\Delta t_{КСД}}) = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q_i}{Q_n} \times \left\{ \sqrt{(t_{\text{текКСД}} - t_{i-1})} - \sqrt{t_{\text{текКСД}} - t_i} \right\} + \sqrt{t_{\text{текКСД}} - t_{n-1}} \quad (6)$$

при $Q_n \neq 0$ (в течение последнего периода скважина работает — КСД),

$$f(\sqrt{\Delta t_{КВД}}) = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q_i}{Q_{n-1}} \times \left\{ \sqrt{(t_{\text{тек}} - t_{i-1})} - \sqrt{t_{\text{тек}} - t_i} \right\} \quad (7)$$

при $Q_n = 0$ (в течение последнего периода скважина остановлена — КВД), где Q_i — дебит в течение периода с индексом i , t_i — времена начала и окончания периода, n — число периодов, $t_n - 1 < t_{\text{тек}}$.

Результативность ГДИС в коллекторах аномально низкой проницаемости

При низкой проницаемости коллектора реализации традиционного подхода к анализу результатов ГДИС препятствует нереально большая продолжительность исследования.

В подобной ситуации наиболее результативны ГДИС на основе долговременного непрерывного мониторинга давления и расхода в скважине с момента ее запуска в эксплуатацию. Но даже в этом случае чаще всего удается диагностировать лишь ранние режимы течения флюида в коллекторе, характерные для отсутствия или минимального взаимодействия трещин многостадийного ГРП.

Поэтому реализовать полные схемы расчетов, требующие уверенной диагностики всех режимов вплоть до позднего псевдораздального, невозможно, поскольку число независимых параметров, которые можно определить по результатам ГДИС, превышает

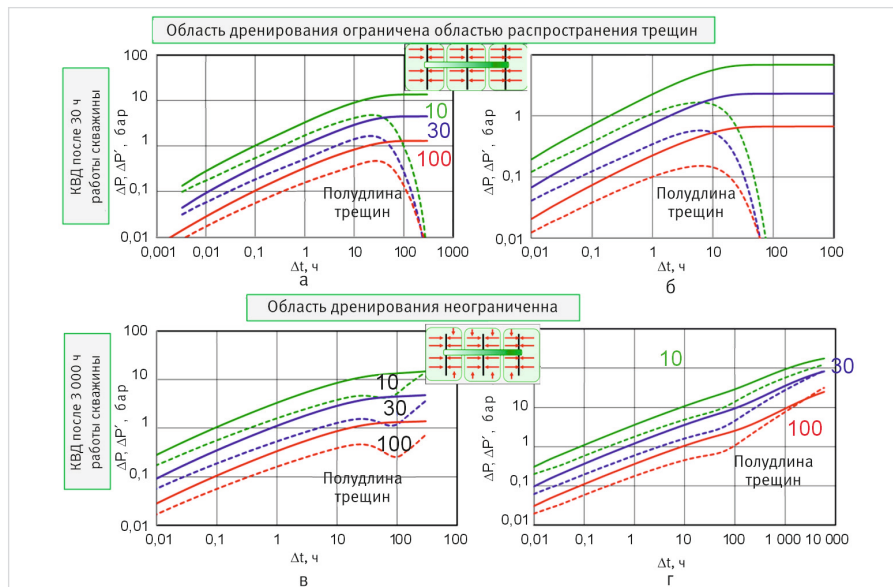


Рис. 8. Типовые кривые ГДИС в цикле КВД в случаях, когда пространство за пределами трещин либо изолировано от притока — а, б, либо дренируется — в, г
Fig. 8. Typical PTA curves during well shut-in (PBU) in cases when the space outside the fractures is either isolated from the inflow — а, б or drained — в, г

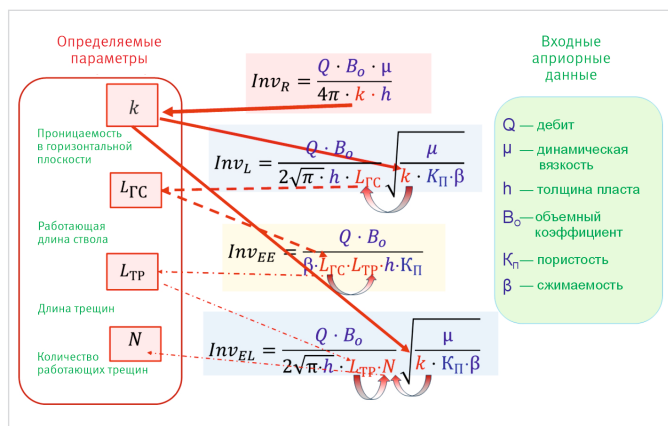


Рис. 9. Количественная оценка параметров пласта по инвариантам режимов течения с различной симметрией (пояснения в тексте)

Fig. 9. Quantitative assessment of reservoir properties and well parameters by invariants of flow modes with different symmetries (explanations in the text)

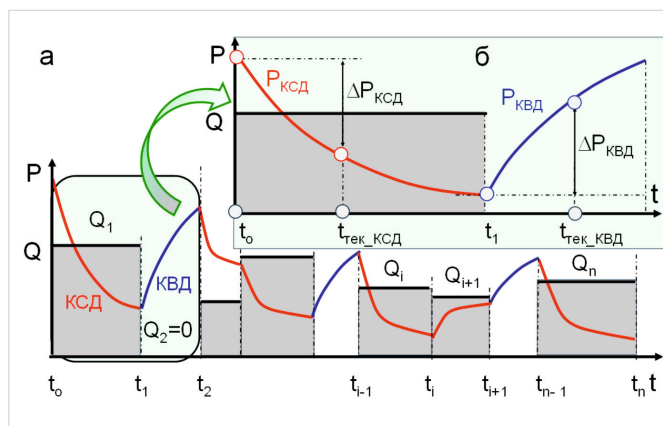


Рис. 10. Технология долговременного мониторинга давления P и расхода Q в скважине, предусматривающая чередование периодов работы (КСД) и остановки (КВД) скважины, t — текущее время, $i = 1, n$ — индексы периодов исследования, t_i — границы периодов, отличающиеся расходом Q_i ; а — полная история изменения давления и расхода; б — начальные периоды КСД и КВД в детальном масштабе

Fig. 10. Technology for long-term monitoring of pressure P and flow rate Q in a well, providing for alternating periods of well production (PDD) and well shut-in (PBU), t — current time, $i = 1, n$ — indices of study periods, t_i — boundaries of periods differing in flow rate Q_i ; а — complete history of pressure and flow changes; б — the initial periods of PDD and PBU on a detailed scale

количество связывающих их уравнений. Интерпретация ГДИС становится многозначной.

Меняются и приоритеты гидродинамических исследований. На первый план наряду с прогнозом добычных возможностей скважины выходит оценка эффективности технологии ГРП, а также контроль динамики проводящих свойств трещин во времени.

При обосновании способа интерпретации результатов ГДИС следует учитывать, что в течение длительных исследований гидродинамические характеристики пластовой системы не остаются постоянными. В первую очередь это касается параметров совершенства вскрытия коллектора: меняются размеры трещин, их проводящие свойства. Не исключено и изменение проницаемости коллектора, например, вследствие динамики его насыщенности. Нельзя исключить и зависимость проницаемости от депрессии на пласт.

Для контроля изменения характеристик вскрытия пласта и его фильтрационных свойств во времени технология измерений должна предусматривать чередование периодов работы (КСД) и остановки (КВД) скважины (рис. 10).

Подход к количественной интерпретации результатов ГДИС

Предлагаемый авторами подход к интерпретации результатов гидродинамических исследований не претендует на применение неизвестных до сих пор закономерностей поведения давления в скважине и пласте. Речь идет о приоритетном учете при интерпретации тех из них, которые в конкретных условиях исследуемой скважины оказывают определяющее влияние на результаты ГДИС.

В основе предлагаемого подхода к интерпретации лежит диагностика характерных режимов течения флюида в пласте с ярко выраженной геометрией линий тока, с каждым из которых связан инвариантный комплексный параметр уникальных состава и структуры. Совокупность аналитических соотношений для расчета инвариант объединяется в систему уравнений, решением которых являются значения наполняющих их параметров. Проблема в том, что, если выявлены не все названные выше режимы течения (а для коллекторов с аномально низкой проницаемостью это скорее правило, чем исключение), подобная система является неопределенной. Количество уравнений в ней меньше, чем неизвестных.

В этих условиях количественная интерпретация результатов ГДИС на основе решения данной системы уравнений предполагает два подхода. Первый подход требует расчета наиболее существенно влияющих на результаты ГДИС параметров с использованием априорной информации об остальных. Второй подход сводится к оценке изменений во времени наиболее значимых параметров при относительной стабильности остальных.

Рассмотрим возможности реализации перечисленных подходов в зависимости от того, какие режимы течения обнаружены в конкретной исследуемой скважине.

Диагностируется только раннее линейное течение

Подобная ситуация наиболее типична для случая, когда проницаемость коллектора аномально низка — порядка 0,1 мД и менее, а длительность циклов запуска или остановки скважины ограничена первыми сотнями часов. Тогда основным определяемым по результатам ГДИС параметром является суммарная площадь поверхности всех

вскрывающих пласт трещин. Именно она характеризует совершенство вскрытия коллектора и размеры области дренирования пласта скважиной.

Наиболее очевидным способом оценки этого параметра на основе данной инварианты является использование априорной информации о проницаемости коллектора. Ее источником могут стать, например, результаты ГДИС в вертикальных стволах в пределах исследуемого сектора залежи.

Предметом дальнейшего обсуждения является вопрос корректности использования для этой цели результатов ГИС в открытом стволе и исследований керна.

Более обоснованным представляется мониторинг динамики площади поверхности трещин во времени по результатам исследований в разновременные периоды запуска или остановки скважины. Это возможно, если в процессе измерений изменение проницаемости пренебрежимо мало или возможна независимая оценка характера и степени ее изменения (например, связанного с динамикой текущей насыщенности коллектора).

Динамика площади поверхности трещин может быть связана либо с их очисткой в процессе освоения скважины и ее вывода на технологический режим отбора, либо с их деградацией при длительной эксплуатации.

Если априори (например, по результатам ПГИ при притоке или закачке) определено число работающих трещин, по площади поверхности можно определить их среднюю длину. В отсутствии ПГИ вероятное число трещин, участвующих в работе, можно косвенно оценить, анализируя успешность операций по их созданию.

Далее в зависимости от состава и качества дополнительной априорной информации возможен широкий спектр косвенных оценок.

Если по результатам ПГИ или путем анализа дизайнов ГРП установлено количество работающих трещин, возможна оценка их средней длины.

Если достоверной на основе опыта проведения ГРП представляется косвенная информация о средней длине трещин, возможна оценка их числа, а значит, и протяженности работающего ствола.

Если по ПГИ определены доли трещин в притоке или закачке, становится возможной оценка длины каждой из них.

Диагностируются как раннее линейное, так и раннее псевдорadiaльное течения

Подход к интерпретации результатов ГДИС в этом случае аналогичен предыдущему. Базовым определяемым параметром является площадь поверхности всех трещин. Достоверность ее оценки повышается, поскольку по инварианте раннего радиального течения возможна независимая оценка средней проницаемости. Но для этого нужно, как и в только что рассмотренном случае, представлять, сколько трещин дренирует коллектор.

Диагностируются раннее линейное и псевдорadiaльное и позднее линейное течения

В этом случае в расчетах появляется длина горизонтального ствола, но в ее оценке участвуют те же неопределенности, как в только что рассмотренном случае. Но поскольку этот параметр и количество трещин косвенно связаны друг с другом, вероятность корректной совместной оценки перечисленных параметров повышается. Соответственно растет надежность определения проницаемости коллектора.

Диагностируется только раннее истощение

При уверенной диагностике исключительно данного режима течения по результатам ГДИС определяется общий объем области дренирования. Важно, что для этой цели не нужны априорные данные о проницаемости коллектора. Информация об области дренирования определяет добычные возможности скважины в течение достаточно протяженного отрезка времени, пока воронка депрессии не покидает пределов трещин.

В состав данного инвариантного параметра входит работающая длина ствола скважины. Если этот параметр определен, по результатам ГДИС возможна оценка средней длины трещин.

Определение расстояния между трещинами в этом случае теряет практическую значимость. Этот параметр перестает влиять на динамику выработки коллектора.

Диагностируются раннее линейное течение и раннее истощение

Подключение к интерпретации измерений в период раннего линейного течения не в состоянии существенно повысить информативность интерпретации по сравнению с уже рассмотренными случаями, если нет результатов ПГИ. Для определения трех независимых параметров: средней длины трещин, работающей длины горизонтального ствола и средней проницаемости — есть два уравнения. Особенно важна роль ПГИ в оценке работающей длины. Тогда все перечисленные параметры определяются достаточно уверенно.

Диагностируется раннее и позднее линейные течения и раннее истощение

Включение в число анализируемых данных результатов диагностики еще одного режима течения, казалось бы, не сильно исправляет ситуацию по сравнению с предыдущей. Система уравнений пополняется еще одним аналитическим соотношением. Одновременно появляется еще один неизвестный параметр — число трещин. Но если число трещин и работающую длину косвенно связать друг с другом, их оценка может стать более корректной.

Интерпретация результатов ГДИС при раннем истощении

На рисунке 11а приведены результаты гидродинамических исследований в горизонтальной скважине с многостадийным ГРП, дренирующей коллектор аномально низкой проницаемости. Существенным отличием представленных результатов является контрастное проявление раннего истощения непосредственно после запуска скважины, которому соответствует значение инвариантного параметра $Inv_{EE} = 0,09$ (рис. 11в).

Величина объема области дренирования, рассчитанная на основе данного значения с помощью формулы (4), составляет $4,2 \times 10^5 \text{ м}^3$ (при расчетах учтены средний дебит в процессе исследования $50 \text{ м}^3/\text{сут}$, пористость коллектора 0,11, сжимаемость пористой среды $5 \times 10^{-4} \text{ атм}^{-1}$).

В предположении равномерного вскрытия трещинами всей длины ствола (900 м) с учетом средней толщины пласта (10 м) средняя длина области дренирования вдоль трещин, условной границей которого являются их концы, составит 47 м.

Отметим, что количество трещин в данном случае практически не влияет на производительность скважины, поскольку близко

расположенные трещины дренируют одну и ту же область коллектора.

В последующем основной областью применимости подобных оценок могут стать объекты, вскрытые горизонтальными стволами со сложными трещинами (кластерное вскрытие, SRV). Достоверность подобных оценок будет выше при диагностике наряду с режимом истощения следующего за ним позднего линейного течения, отражающего интегральный приток к стволу в целом. Для кардинального повышения результативности оценки добычных возможностей пласта необходимо комплексирование гидродинамических и промыслово-геофизических исследований.

Итоги

Разработанные подходы к интерпретации результатов ГДИС в горизонтальных стволах с многостадийным ГРП на основе применения инвариантных параметров, связанных с особенностями течения флюида в коллекторе с различной симметрией линий тока, позволяют определять свойства пласта и суммарную площадь поверхности трещин, размер области дренирования и, главное, определять, в каких условиях исследование во время работы скважины позволяет достоверно определять такие параметры скважины, как количество работающих трещин, их полудлина, работающая длина ствола. При добавлении к исследованию сравнительно коротких остановок становится возможной количественная оценка деградации трещин во время выработки коллектора.

Выводы

Интерпретация результатов ГДИС в горизонтальных стволах с многостадийным ГРП с оценкой инвариантных параметров, связанных с особенностями течения флюида в коллекторе с различной симметрией линий тока, значительно снижает риски неоднозначного определения гидродинамических характеристик скважины и пласта. Это особенно важно при низкой проницаемости коллектора, когда возможна диагностика только ранних режимов течения. При близком расположении соседних трещин с ростом их длины усиливается воздействие раннего истощения с характерным аномально высоким темпом выработки коллектора в областях контакта с трещинами. Его влияние преобладает при кластерном гидроразрыве пласта и формировании системы сложных трещин при реализации технологии стимулированного объема пласта (SRV). При раннем истощении давление в периоды кратковременного запуска и последующей остановки скважины ведет себя по-разному. Поведению логарифмической производной в периоды остановки скважины после непродолжительной закачки можно ошибочно приписать влияние притока с радиальной симметрией. В действительности же это результат синхронного влияния отработки коллектора соседними трещинами и его подпитки периферийными областями пласта. По инварианте раннего истощения в периоды запуска скважины возможна оценка области пласта, охваченного дренированием, при отсутствии априорной информации о проницаемости коллектора, что существенно повышает результативность ГДИС при оценке эффективности примененной на объекте добычи технологии ГРП и мониторинге динамики деградации трещин при выработке коллектора.

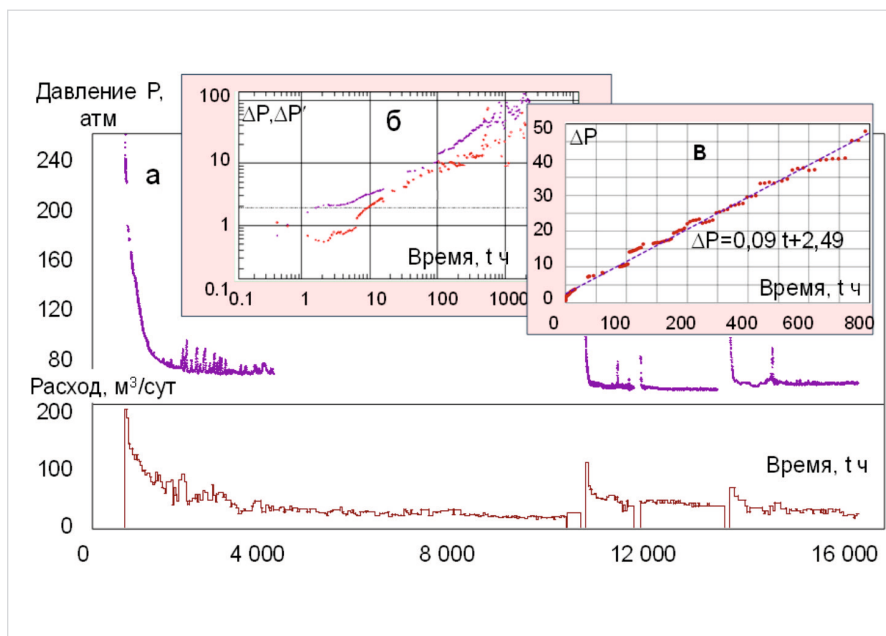


Рис. 11. Результаты ГДИС в горизонтальной скважине с многостадийным ГРП: а — изменение давления и дебита во времени; б — log-log диагностика периода запуска скважины и ее последующей работы с монотонно снижающимся расходом; в — изменение во времени давления в интервале доминирования режима истощения
Fig. 11. PTA results in a horizontal well with multistage hydraulic fracturing: а — pressure and flow rate changes over time; б — log-log diagnostics of the well production period with monotonously decreasing flow rate; в — pressure change over time in the interval of depletion regime dominance

Литература

1. Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Каешков И.С. и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 68–72.
2. Гришина Е.И., Кременецкий М.И., Буянов А.В. Прогноз выработки неоднородного пласта в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта по результатам комплексных геофизических и гидродинамических исследований // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5. С. 38–43.
3. Гришина Е.И., Кременецкий М.И., Морозовский Н.А. Обоснование и прогноз продуктивности горизонтальных скважин с МГРП на основе комплексных гидродинамических и геофизических исследований // Инженерная практика. 2016. № 7. С. 72–81.
4. Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Ворон К.А., Гуляев Д.Н., Бахмутов А.В. Контроль совершенства вскрытия низкопроницаемых коллекторов скважинами со сложным заканчиванием по результатам циклических гидродинамических исследований // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 68–77.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
6. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидро-инамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.: Институт компьютерных исследований, Ижевск, 2012. 894 с.
7. Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И., Борисов В.В., Бахмутов А.В., Воронин Д.А., Лазуткин Д.М. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 50–56.
8. Воробьев Д.А., Марченко В.В., Закружный Д.А. и др. Развитие кластерного ГРП по технологии Plug&Perf // Время колтюбинга. Время ГРП. № 4. С. 22–36.
9. Овчинников В.П., Шамсутдинов Н.М., Леонтьев Д.С. и др. Системы заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для низкопроницаемых слабодренируемых неоднородных и расчлененных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21. № 6. С. 138–154.
10. Никонорова А.Н., Ерастова В.А. Контроль эффективности многостадийного гидроразрыва пласта при вскрытии коллекторов в условиях высокого газового фактора // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6. С. 14–23.
11. Кашапов Д.В., Федоров А.Э., Сергейчев А.В., Зейгман Ю.В. Эволюция развития технологий многостадийного гидроразрыва пласта на сланцевых объектах США // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 5. С. 53–66.
12. Belyadi H., Fathi E., Belyadi F. Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2019, 632 p. (In Eng).

Results

The developed approaches to interpreting the results of drawdown testing in horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on the use of invariant parameters associated with the features of fluid flow in a reservoir with different symmetry of streamlines allow us to determine the properties of the formation and the total surface area of the fractures, the size of the drainage area and, most importantly, to determine the conditions under which the study during well production allows us to reliably assess such well parameters as the number of fractures, their half-length, and the producing length of the wellbore. When adding relatively short well shut-ins to the test, it becomes possible to quantitatively assess the degradation of fractures during the development of the reservoir.

Conclusions

Interpretation of the PTA in horizontal wells with multistage hydraulic fracturing with an assessment of invariant parameters related to the peculiarities of fluid flow in a reservoir with different symmetry of streamlines significantly reduces the risks of ambiguous determination of well characteristics and reservoir properties. This is especially

important with low reservoir permeability, when only early flow regimes can be diagnosed.

With the proximity of neighboring fractures, the effect of early depletion increases with increasing length, with a characteristic abnormally high rate of reservoir production in the areas of contact with the fractures. Its influence prevails in cluster hydraulic fracturing and the formation of a system of complex fractures in the implementation of stimulated reservoir volume (SRV) technology.

With early depletion, the pressure behaves differently during short-term production and subsequent well shut-in. The behavior of the logarithmic pressure derivative during periods of well shut-in after a short injection can be mistakenly attributed to the influence of a radial flow geometry. In reality, this is the result of the synchronous effect of interference with neighboring fractures and its support by peripheral areas of the reservoir. According to the invariant of early depletion during well production start, it is possible to assess the area of the reservoir covered by drainage in the absence of a priori information on reservoir permeability, which significantly increases the informative value of the PTA in assessing the effectiveness of hydraulic fracturing technology applied and monitoring the fracture degradation dynamics during reservoir development.

References

1. Gulyaev D.N., Ipatov A.I., Kaeshkov I.S. et al. Reservoir surveillance when hard-to-recover reserves developing. Oil industry, 2015, issue 9, P. 68–72. (In Russ).
2. Grishina E.I., Kremenetsky M.I., Buyanov A.V. Forecast of a heterogeneous formation in horizontal wells subjected to a multistage hydraulic fracturing by the data of integrated geophysical and hydrodynamic studies. Oilfield engineering, 2020, issue 5, P. 38–43. (In Russ).
3. Grishina E.I., Kremenetsky M.I., Morozovsky N.A. Justification and forecast of productivity of horizontal wells with hydraulic fracturing based on complex hydrodynamic and geophysical studies. Injenernaja practica, 2016, issue 7, P. 72–81. (In Russ).
4. Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Voron K.A., Guljaev D.N., Bakhmutov A.V. Well completion effectiveness surveillance for low-permeability reservoirs for wells with complex completion based on periodic pressure transient tests. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 68–77. (In Russ).
5. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field geophysical control for optimisation of oil and gas field development. Izhevsk: Institute of Computer Research, 2020, 756 p. (In Russ).
6. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Information support and technologies of hydrodynamic modelling of oil and gas deposits. Moscow: Institute of Computer Research, Izhevsk, 2012, 894 p. (In Russ).
7. Nikonorova A.N., Voron K.A., Kremenetsky M.I., Borisov V.V., Bakhmutov A.V., Voronin D.A., Lazutkin D.M. Evaluation of production potential dynamics of oil and gas horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on early flow regimes at pressure transient analysis. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 50–56. (In Russ).
8. Vorobev D.A., Marchenko V.V., Zakrugniy D.A. et al. Cluster fracturing development using Plug&Perf Technology. Coiled Tubing Times, issue 4, P. 22–36. (In Russ).
9. Ovchinnikov V.P., Shamsutdinov N.M., Leontiev D.S. et al. Horizontal well completion systems with multi-stage hydraulic fracturing for low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dismembered reservoirs. Petroleum engineering, 2023, Vol. 21, issue 6, P. 138–154. (In Russ).
10. Nikonorova A.N., Erastova V.A. Control of the multistage hydraulic fracturing effectiveness under conditions of high gas-oil ratio in the well. Scientific journal of the Russian gas society, 2023, issue 6, P. 14–23. (In Russ).
11. Kashapov D.V., Fedorov A.E., Sergeychev A.V., Zeigman Yu.V. Evolution of multistage hydraulic fracturing technologies development at US shale facilities. Petroleum Engineering, 2021, Vol. 19, issue 5, P. 53–66. (In Russ).
12. Belyadi H., Fathi E., Belyadi F. Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2019, 632 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кременецкий Михаил Израилевич, д.т.н., профессор, РГУ НИУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru

Никонорова Анастасия Николаевна, ассистент, РГУ НИУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Бахмутов Алексей Викторович, лаборант, НОЦ КФУ, Казань, Россия

Ворон Кира Андреевна, специалист, НОЦ ТПУ, Томск, Россия

Гуляев Данила Николаевич, к.т.н., доцент, РГУ НИУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Kremenetsky Mikhail Izrailevich, grand ph.d. of engineering sciences, professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia
Corresponding author: kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru

Nikonorova Anastasia Nikolaevna, assistant, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Bakhmutov Aleksey Viktorovich, laboratory assistant, scientific and educational center, Kazan, Russia

Voron Kira Andreevna, specialist, scientific and educational center, Tomsk, Russia

Gulyaev Danila Nikolaevich, ph.d. of engineering sciences, associate professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia