

Контроль совершенства вскрытия низкопроницаемых коллекторов скважинами со сложным заканчиванием по результатам циклических гидродинамических исследований

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

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 посвящена проблеме результативности гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов, дренируемых горизонтальными стволами с многостадийным гидроразрывом пласта. Исследования предполагают долговременный мониторинг давления и расхода, проводимого с момента запуска скважины в эксплуатацию, и включают чередование периодов стабильной работы скважины с технологическим дебитом и кратковременных остановок. В основе интерпретации получаемых результатов лежит определение для каждого из периодов значений инвариантных параметров для ранних режимов течения флюида в коллекторе: линейного, псевдорадимального и истощения с последующим анализом характера изменения параметров во времени. Результатом интерпретации являются оценка осредненных по объему дренирования фильтрационных свойств коллекторов, определение соответствующих моменту запуска значений средних длин трещин и оценка динамики их изменения во времени. Данные результаты могут быть полезны при планировании мероприятий по интенсификации притока. Они также могут быть использованы при сравнительной оценке эффективности технологий вскрытия коллектора в условиях исследуемых скважин.

Материалы и методы

Численное моделирование для оценки информативности ГДИС, а также интерпретация и визуализация результатов исследований скважин выполнены в программном комплексе Saphir (разработка компании Kappa 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, промыслово-геофизические исследования, коллектор низкой проницаемости

Для цитирования

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. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-68-77

Поступила в редакцию: 05.11.2024

GEOPHYSICS

UDC 550.832.9:622.234.573 | Original Paper

Well completion effectiveness surveillance for low-permeability reservoirs for wells with complex completion based on periodic pressure transient tests

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

¹National university of oil and gas "Gubkin University", Moscow, Russia; ²"Gazprom Neft" Company Group, Saint-Peterburg, Russia

kremenetskiy.mi@gazpromneft-ntc.ru

Abstract

The article is devoted to the problem of the effectiveness of the pressure transient analysis of low-permeability reservoirs completed by horizontal wells with multi-stage hydraulic fractures. The research assumes long-term monitoring of bottomhole pressure and flow rate carried out from the moment the well production start and includes alternating periods of stable production of the well with maximum flow rate and short-term shutdowns for pressure build-ups. The interpretation of the obtained results is based on the determination for each of the periods of the values of invariant parameters for the early modes of fluid flow in the reservoir: linear, pseudoradial and depletion, and an analysis of the nature of parameter changes over time. The result of the interpretation is an assessment of the filtration properties of reservoirs averaged by drainage volume, determination of the values of average fracture lengths corresponding to the moment of production start, and assessment of the dynamics of their lengths change over time. These results can be useful in planning of well stimulation activities and fracture optimization.

Materials and methods

Numerical modeling to evaluate the informativeness of the pressure transient analysis, as well as interpretation and visualization of the well testing results were performed in the Saphir software package (developed by Kappa Engineering). Serial pressure gauges

VNN5-125-2850 and standard wellhead equipment were used for pressure and flow measurements in production wells.

Keywords

horizontal well, multistage hydraulic fracturing, pressure transient analysis, production logging, low-permeability reservoirs

For citation

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). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-68-77

Received: 05.11.2024

Введение

Наиболее перспективным способом добычи нефти из слабо дренируемых неоднородных расчлененных коллекторов с аномально низкой проницаемостью является вскрытие пласта горизонтальным стволом с многостадийным ГРП (МГРП). Данный способ вскрытия предполагает создание обширных зон трещиноватости вдоль горизонтального ствола (рис. 1а). В результате поверхность контакта скважины с пластом существенно возрастает, что обеспечивает кратный рост дебита [9, 13 и др.].

Гидроразрыв является, с одной стороны, эффективным, а с другой — рискованным, а иногда и убыточным мероприятием. Его успех во многом зависит от результативности технологии работ на скважине. Не последняя роль в оценке эффективности выбранной технологии в конкретных условиях пласта принадлежит гидродинамическим (ГДИС) и промыслово-геофизическим (ПГИ) исследованиям скважин [3–8, 10, 11 и др.]. Данная задача ГДИС и ПГИ при исследовании горизонтальных стволов со сложным заканчиванием, по мнению авторов, является одной из наиболее актуальных как в ближайшей, так и в дальней перспективе.

Предшествующая публикация авторов аналогичной направленности [12] была посвящена описанию предложенного ими подхода к усовершенствованию технологии ГДИС на основе долговременного мониторинга давления в стволе добывающей скважины при ее периодических запусках и остановках. Авторами был также описан способ интерпретации результатов мониторинга на основе инвариантных гидродинамических параметров для режимов течения газожидкостной смеси в стволе с различной симметрией линий тока. Новая работа написана в развитие этой темы. В ней более подробно описываются состав и структура инвариантных параметров, а также анализируются возможности их использования для количественной оценки фильтрационных свойств коллектора и динамики проводящих свойств трещин при длительной работе скважин в режиме отбора.

В статье, помимо этого, сделан более подробный анализ практических примеров, включая результаты не только гидродинамических, но и промыслово-геофизических исследований скважин. В ней также обоснованы возможности использования результатов ГДИС в качестве ключевой информации для оценки эффективности той или иной технологии ГРП для конкретных условий исследуемой скважины.

Результативность классических ГДИС в горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП

Традиционный подход к проведению ГДИС предполагает непрерывную регистрацию давления в скважине в периоды ее работы со стабильным расходом (технология КСД) и последующей остановки (КВД). Стандартный подход к интерпретации результатов исследований в горизонтальных стволах с многостадийным ГРП опирается на базовую

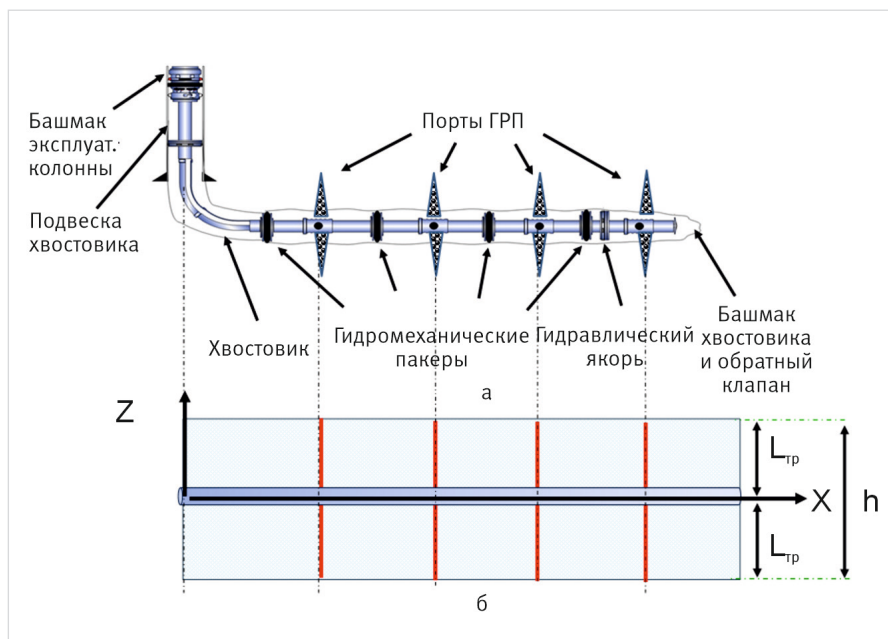


Рис. 1. Особенности вскрытия пласта поперечными трещинами МГРП, отличающимися по размеру; а — типичная схема вскрытия скважины горизонтальным стволом с поперечными трещинами многостадийного ГРП; б — геометрия базовой модели для ГДИС в горизонтальных скважинах с МГРП

Fig. 1. Features of well completion to improve contact with the reservoir by transverse multistage hydraulic fractures different size; а — typical scheme of well completion by horizontal wellbore with transverse multistage hydraulic fractures; б — basic geometrical model for pressure transient analysis of wells with such completion

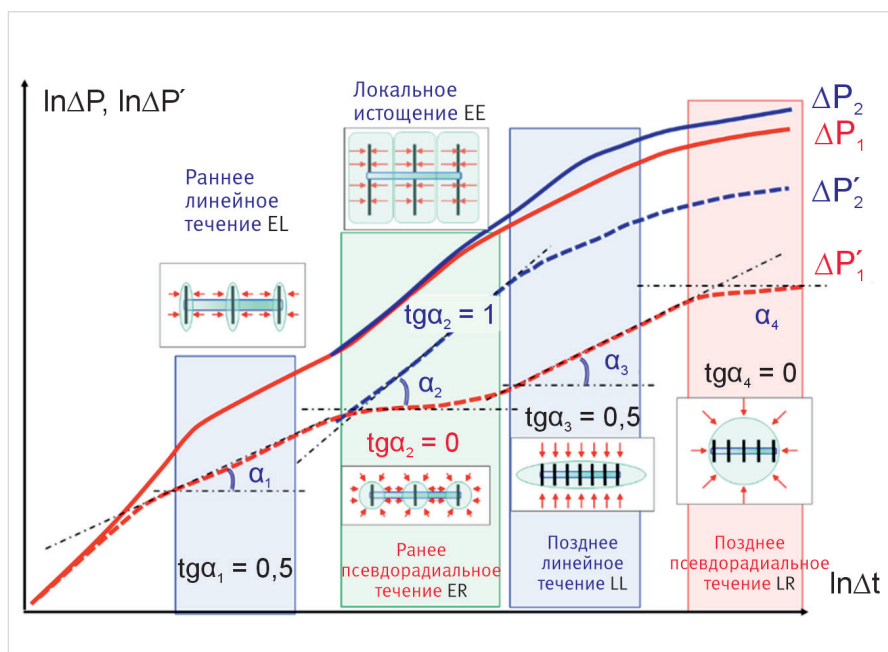


Рис. 2. Log-log диагностика вскрытия пласта горизонтальным стволом с множественным ГРП при расстоянии между трещинами много больше их длины (красные кривые $\Delta P_1, \Delta P'_1$) и при расстоянии между трещинами, сравнимом с длиной трещины (синие кривые $\Delta P_1, \Delta P'_1$)

Fig. 2. Log-log diagnostic plot for tight reservoir with horizontal wellbore and multiple hydraulic fractures when the distance between fractures is much greater than their length (red curves $\Delta P_1, \Delta P'_1$) and the distance between fractures is comparable to their length (blue curves $\Delta P_1, \Delta P'_1$)

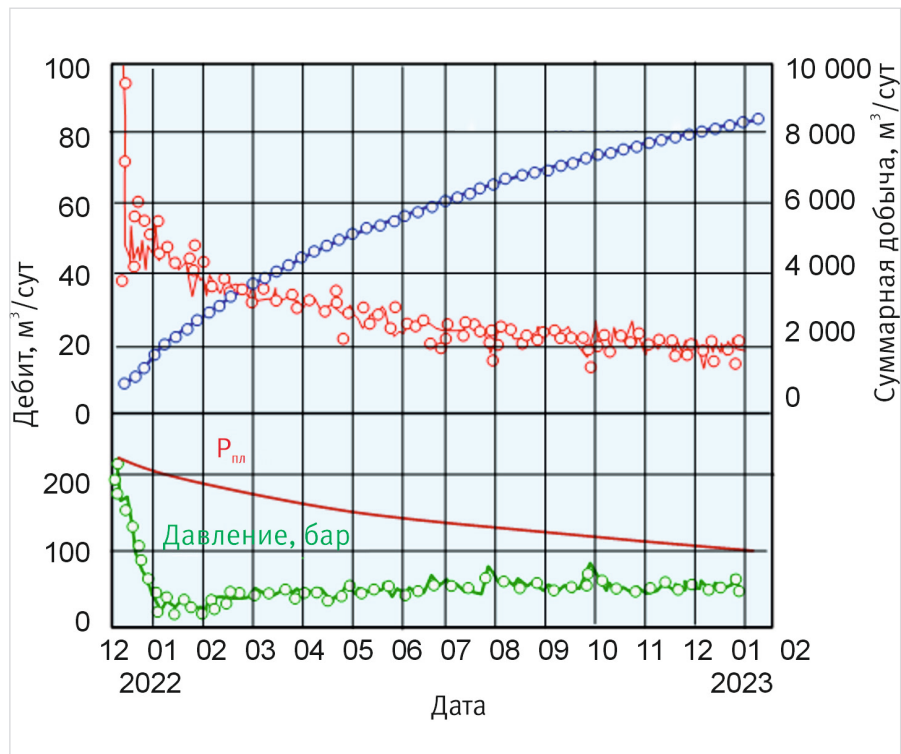


Рис. 3. Результаты синхронного мониторинга динамики давления и дебита в добывающей скважине механизированного фонда с момента начала работы насоса; $P_{пл}$ — среднее пластовое давление в зоне дренирования
Fig. 3. Results of synchronous monitoring of pressure and flow rate dynamics in an artificial-lift production well from the moment of production start by the pump; $P_{пл}$ — average formation pressure in the drainage zone

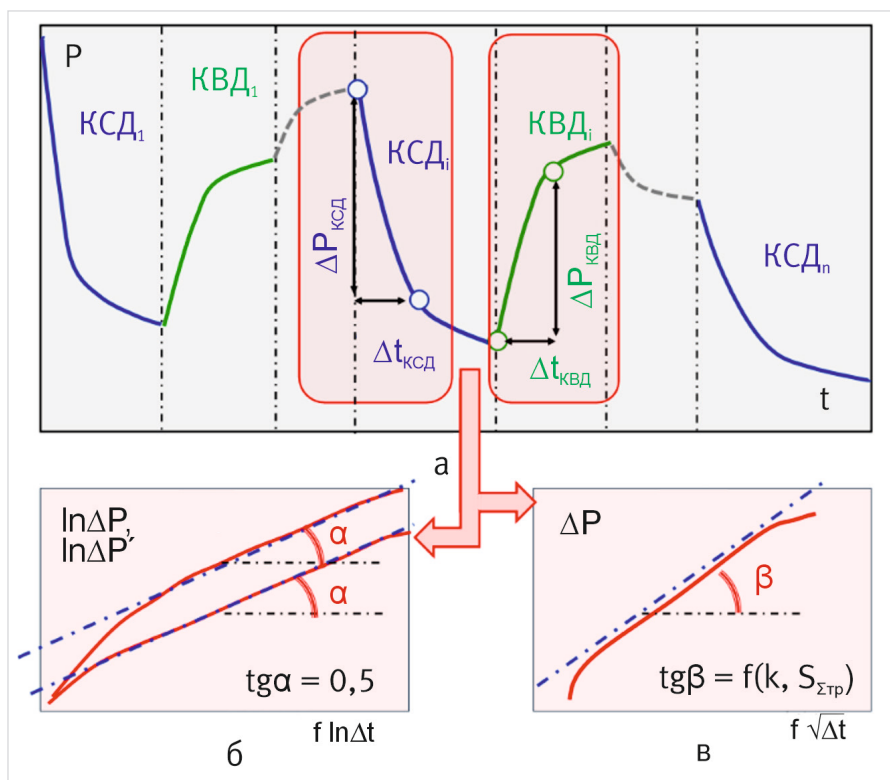


Рис. 4. ГДИС, включающие периодическое чередование режимов запуска (КСД) и остановки скважины (КВД), схема: а — изменение давления P во времени t , ΔP , Δt — приращения давления и времени для произвольного периода КСД, или КВД, б — log-log диагностика линейного течения для данного периода, в — изменение давления в характеристическом масштабе времени линейного течения для данного периода
Fig. 4. Pressure transient analysis, including periodic change of well production (drawdown) and shut-in (build-up), scheme: а — pressure change P vs time t , ΔP , Δt — pressure and time increments for arbitrary period of drawdown or build-up, б — log-log diagnostic of linear flow for given period, в — pressure change in characteristic time scale of linear flow for given period

модель, описывающую скважину (рис. 1а) как цилиндрический канал в однородном пласте с плоскими горизонтальными непроницаемыми границами [1, 2, 5, 7 и др.]. Трещины представляют собой плоские вертикально ориентированные высокопроводящие цилиндрические каналы с прямоугольным осевым сечением (рис. 1б).

Характерной особенностью рассматриваемой модели является формирование в коллекторе так называемого раннего линейного течения, когда линии тока вблизи трещин направлены по нормали к их поверхности. Дальнейшая последовательность смены характерных режимов течения зависит от длин трещин и расстояния между ними (рис. 2).

Если расстояния между трещинами много больше длины, на смену раннему линейному режиму приходит режим раннего псевдорadiaльного течения. В этом случае асимптота к логарифмической производной горизонтальна, $\alpha_2 = 0$, $\text{tg}\alpha_2 = 0$ (кривые ΔP_1 , $\Delta P'_1$ рис. 2).

Если расстояния между трещинами сравнимо или меньше их длины, альтернативой раннего псевдорadiaльного течения является так называемый режим локального истощения. В этот период времени трещины дренируют преимущественно разделяющее их пространство вблизи ствола скважины. Его объем незначителен, темп изменения давления достигает максимальной величины, давление меняется со временем по линейному закону, а линейная асимптота к логарифмической производной наклонена к оси абсцисс под углом $\alpha_2 = 45^\circ$, $\text{tg}\alpha_2 = 1$ (кривые ΔP_1 , $\Delta P'_1$ рис. 2).

Результативность ГДИС при anomalно низкой проницаемости коллектора

Основным препятствием для реализации традиционных технологий ГДИС при низкой проницаемости коллектора является нереально большая продолжительность измерений. Так, длительность остановок горизонтальной скважины с многостадийным ГРП, необходимая для диагностики по результатам КВД позднего псевдорadiaльного течения при длине ствола 300–500 м, длине трещин 30–50 м и проницаемости коллектора 0,1–0,001 мД, колеблется от десятков до сотен тысяч часов.

Если даже представить себе, что подобное исследование практически осуществимо, интерпретация его результатов утрачивает смысл из-за того, что гидродинамические параметры пласта за столь долгий период с высокой вероятностью существенно изменятся.

Выход из создавшегося положения авторам видится в использовании технологий ГДИС на основе долговременного мониторинга динамики давления и расхода, проводимого с момента запуска скважины в эксплуатацию [3, 4, 6 и др.]. Типичный пример подобного исследования приведен на рисунке 3.

Непрерывно растущий интерес к подобным технологиям не случаен. С их помощью можно как обеспечить необходимую длительность исследований, так и провести их с минимальными потерями добычи.

Для отслеживания изменения гидродинамических параметров во времени ГДИС должны носить циклический характер. Наиболее целесообразным видится чередование периодов стабильной работы с технологическим дебитом и кратковременных остановок скважины (рис. 4а).

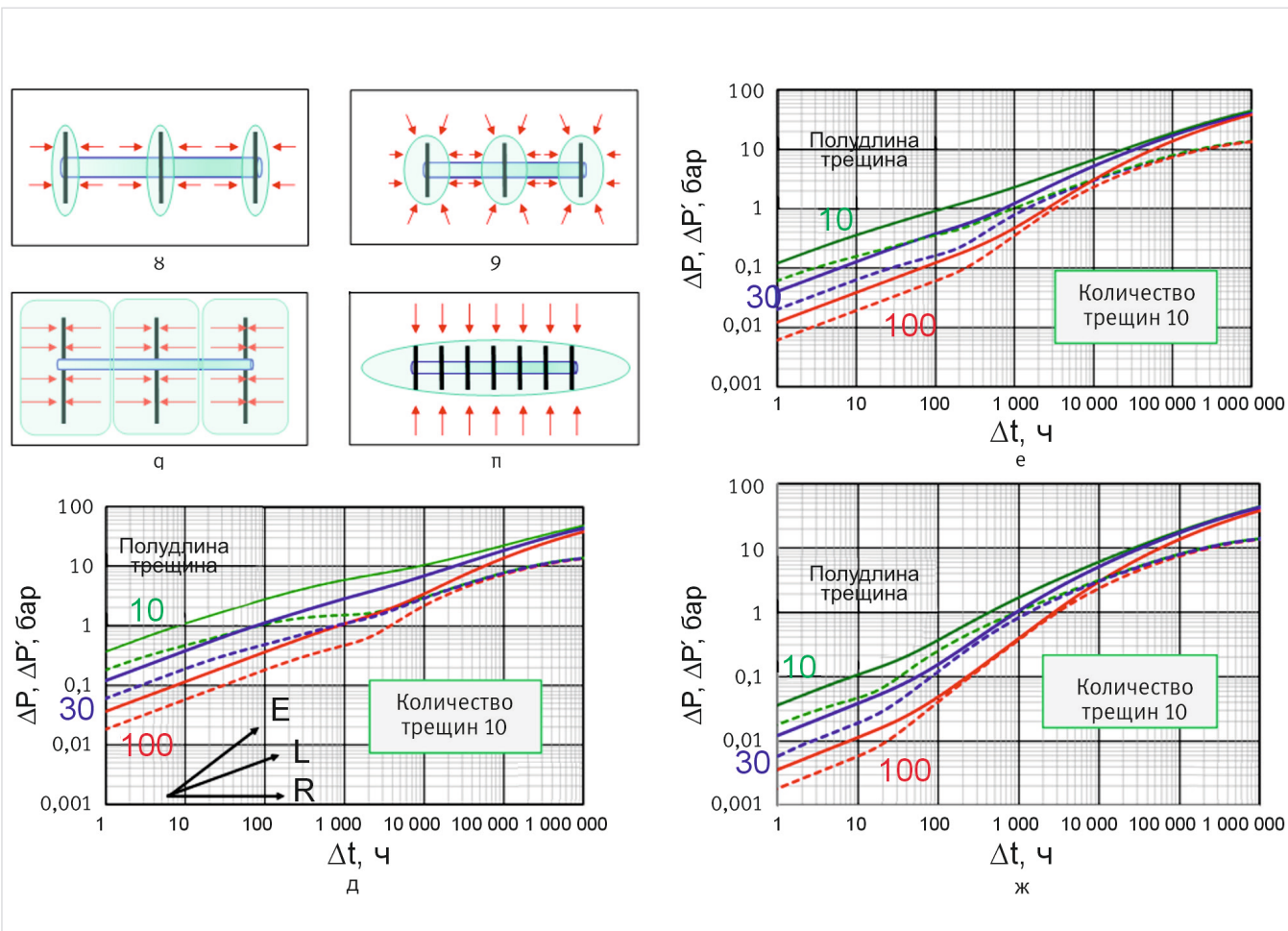


Рис. 5. Типовые log-log зависимости для классической модели однородного пласта, вскрытого горизонтальной скважиной с МГРП. Трещины равномерно распределены по стволу, одинаковы по длине и полностью вскрывают пласт по высоте. а, б, в, г — схемы притоков с ранней линейной (а) и ранней радиальной симметрией (б), при раннем истощении (в), при позднем линейном течении (г); д, е, ж — типовые кривые в log-log координатах, отличающиеся количеством и полудлиной трещин; длина ствола для всех случаев 1 000 м, проницаемость коллектора 0,01 мД, R, L, E — характерные наклоны асимптот к логарифмической производной при притоках с радиальной симметрией, линейной симметрией и при истощении

Fig. 5. Typical log-log diagnostic plots for a classical model of a homogeneous reservoir with a horizontal well and multistage fractures. The fractures are uniformly distributed along the wellbore, length of the fractures are equivalent and fractures are fully penetrate the formation height. а, б, в, г — flow diagrams with early linear (а) and early radial symmetry (б), flow diagrams with early depletion (в), flow diagrams with late linear flow (г); д, е, ж — log-log type curves for different fracture numbers and fracture half-length; wellbore length for all cases are 1 000 m, reservoir permeability 0,01 mD, R, L, E — characteristic slopes of asymptotes to the logarithmic derivative at the time of flows with radial symmetry, linear symmetry and depletion

Используемый авторами подход к интерпретации ГДИС основан на анализе изменения во времени значений инвариантных параметров для данных периодов, описывающих особенности течения жидкости в пласте с характерной симметрией линий тока.

Инвариантные параметры, определяемые по результатам циклических ГДИС

При приемлемой для практики продолжительности периодов (порядка нескольких десятков часов с учетом возможного изменения гидродинамических параметров во времени) по результатам ГДИС нереальна диагностика поздних режимов течения.

Это заставляет пересмотреть классический подход к интерпретации результатов ГДИС в циклах. В подавляющем большинстве случаев необходимо отказаться от определения по результатам ГДИС полного спектра гидродинамических параметров, ограничиваясь определением значений инвариант для ранних режимов: линейного, псевдо радиального и истощения.

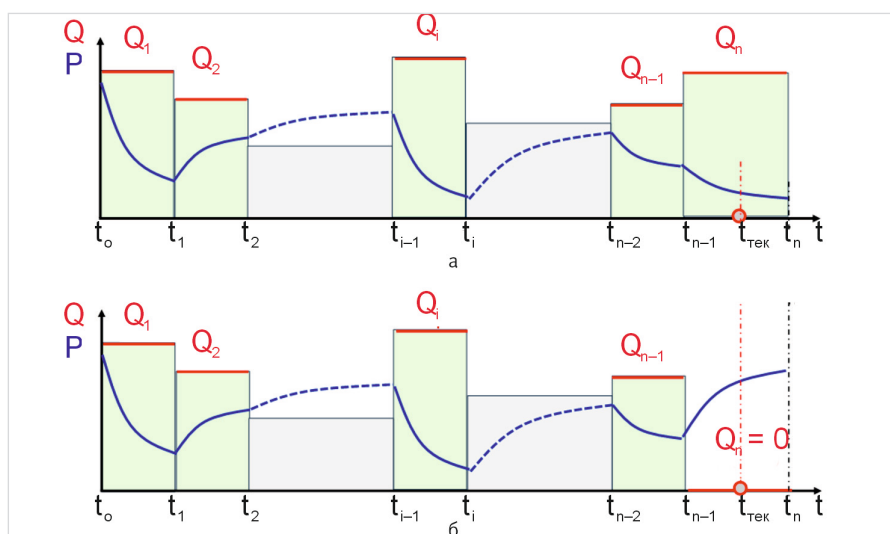


Рис. 6. Изменение давления P и расхода Q во времени Δt при периодической смене режимов работы скважины, условные обозначения аналогичны принятым в тексте

Fig. 6. Change of pressure P and flow rate Q vs time Δt for periodic change of well production targets, the symbols are the similar same to those used in the text

Инварианта раннего линейного течения (в отсутствие взаимовлияния трещин)

Рассмотрим подробнее данный подход применительно к анализу результатов ГДИС при раннем линейном течении.

Условия для наблюдения данного режима в рассматриваемом случае наиболее благоприятны. Он обнаруживает себя очень рано, сразу после прекращения значимого влияния послепритока на поведение давления в скважине (рис. 5а).

Признаком линейного течения на диагностическом log-log графике является наличие асимптот к зависимостям изменения во времени давления и логарифмической производной с наклоном 0,5 (рис. 4б, рис. 5д, е, ж).

Для данного режима течения зависимость приращения давления в характеристическом масштабе времени описывается линейной асимптотой:

$$\Delta P = \text{Inv}_L \cdot f(\sqrt{\Delta t}). \quad (1)$$

Тангенс угла наклона асимптоты $\text{Inv}_L = \text{const}$ (инварианта раннего линейного течения) для периода с индексом $i = n$ рассчитывается по формулам (2, 3):

$$\begin{aligned} \text{Inv}_L &= \frac{Q_n}{2\sqrt{\pi} h L_{\text{тр}} N} \sqrt{\frac{\mu}{k K_{\Pi} \beta}} = \\ &= \frac{2Q_n}{\sqrt{\pi} S_{\Sigma \text{тр}}} \sqrt{\frac{\mu}{k K_{\Pi} \beta}} \end{aligned} \quad (2)$$

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

$$\begin{aligned} \text{Inv}_L &= \frac{Q_{n-1}}{2\sqrt{\pi} h L_{\text{тр}} N} \sqrt{\frac{\mu}{k K_{\Pi} \beta}} = \\ &= \frac{2Q_{n-1}}{\sqrt{\pi} S_{\Sigma \text{тр}}} \sqrt{\frac{\mu}{k K_{\Pi} \beta}} \end{aligned} \quad (3)$$

при $Q_{n-1} \neq 0, Q_n = 0$ (в течение последнего периода скважина остановлена — КВД).

$f(\sqrt{\Delta t})$ (характеристический масштаб времени для линейного течения) рассчитывается по формулам (4, 5):

$$\begin{aligned} f(\sqrt{\Delta t}) &= \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q_i}{Q_n} \times \\ &\times \left\{ \sqrt{(t_{\text{мек}} - t_{i-1})} - \sqrt{(t_{\text{мек}} - t_i)} \right\} + \sqrt{(t_{\text{мек}} - t_{n-1})} \end{aligned} \quad (4)$$

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

$$\begin{aligned} f(\sqrt{\Delta t}) &= \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q_i}{Q_{n-1}} \times \\ &\times \left\{ \sqrt{(t_{\text{мек}} - t_{i-1})} - \sqrt{(t_{\text{мек}} - t_i)} \right\} \end{aligned} \quad (5)$$

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, $t_{n-1} < t_{\text{мек}} < t_n$, h — толщина пласта, $L_{\text{тр}}$ — полудлина трещины, N — количество трещин, K_{Π} , k — пористость и проницаемость коллектора, β — интегральная сжимаемость, представляющая собой сумму сжимаемости пористой среды и смеси флюидов в порах пористой среды, μ — динамическая вязкость пластового флюида.

Параметр $S_{\Sigma \text{тр}} = 4 L_{\text{тр}} N h$ представляет собой суммарную площадь поверхностей всех трещин, каждая из которых равна сумме поверхностей ее двух сторон).

Последовательность и индексация периодов, индексация дебитов в их пределах, а также времен их начала и окончания иллюстрируются схемой на рисунке 6.

Аналогом соотношения (4), если в цикле КСД дебит существенно менялся во времени, является формула (6):

$$\begin{aligned} f(\sqrt{\Delta t}) &= \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q_i}{Q_n} \times \\ &\times \left\{ \sqrt{(t_{\text{мек}} - t_{i-1})} - \sqrt{(t_{\text{мек}} - t_i)} \right\} + \\ &+ \frac{1}{Q_n} \int_{t_{n-1}}^{t_{\text{мек}}} \frac{Q(t) dt}{2\sqrt{(t_{\text{мек}} - t)}}, \end{aligned} \quad (6)$$

где Q_n — это дебит, соответствующий конечной точке цикла КСД.

Совместная графоаналитическая обработка результатов измерения давления и расхода в пределах текущего периода предполагает построение зависимости изменения давления от времени в характеристическом масштабе линейного течения. Современное программное обеспечение для интерпретации ГДИС предусматривает автоматическое построение подобных графиков.

Итак, тангенс асимптоты к зависимости изменения давления от времени в характеристическом масштабе линейного течения ($tg\beta$ на рисунке 5в) численно равен значению

инварианты Inv_L , определяемой соотношением (2) или (3).

Данные соотношения справедливы и в ситуации, когда дренирующие пласт трещины отличаются полудлиной и неравномерно распределены по длине ствола [1, 2, 6] (табл. 1). В этом случае, как и в только что рассмотренном примере, параметр $S_{\Sigma \text{тр}}$ в составе инварианты Inv_L представляет собой площадь поверхности всех дренирующих пласт трещин и отражает общий объем зоны дренирования.

Наиболее комфортной для интерпретации ГДИС является ситуация, когда по наиболее длительному периоду исследования удалось диагностировать раннее радиальное течение и оценить текущую проницаемость коллектора.

Если по косвенным данным известна средняя длина трещин, по величине Inv_L можно дополнительно определить количество работающих портов и оценить работающую длину ствола.

Если оценить проницаемость нельзя, по данным о динамике параметра Inv_L от цикла к циклу возможна оценка темпа деградации поверхности трещин и размеров зоны дренирования.

Инварианта раннего псевдо радиального течения (в отсутствие взаимовлияния трещин)

Течение с ранней радиальной симметрией (рис. 5б) так же как и раннее линейное, формируется в период времени до начала взаимовлияния трещин. Оно типично для коротких трещин (длиной порядка первых десятков метров), когда расстояние между ними в разы больше, чем длина (см. графики для полудлин трещин 10, 30 м на рис. 5д).

Условия раннего радиального течения благоприятны для оценки фильтрационных свойств коллектора.

Для данного режима течения зависимость приращения давления в характеристическом масштабе времени описывается линейной асимптотой:

$$\Delta P = \text{Inv}_R \cdot f(\ln \Delta t). \quad (11)$$

При одинаковых размерах и проводящих свойствах трещин, вскрывающих однородный пласт, инвариантой для данного режима

Табл. 1. Инвариантные параметры раннего линейного режима течения
Tab. 1. Invariant parameters of the early linear flow regime

	Модель	Инварианта	
1	Однородный пласт, вскрытый трещинами одинаковой длины	$\text{Inv}_L^{-1} = \frac{2\sqrt{\pi} h L_{\text{тр}} N}{Q_n} \sqrt{\frac{k K_{\Pi} \beta}{\mu}} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \frac{S_{\Sigma \text{тр}}}{Q_n} \sqrt{\frac{k K_{\Pi} \beta}{\mu}}$	(7)
2	Однородный пласт, вскрытый трещинами разной длины	$\text{Inv}_L^{-1} = \frac{2\sqrt{\pi} h}{Q_n} \sqrt{\frac{k K_{\Pi} \beta}{\mu}} \left\{ \sum_{i=1}^N (L_{\text{тр}i}) \right\} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \frac{S_{\Sigma \text{тр}}}{Q_n} \sqrt{\frac{k K_{\Pi} \beta}{\mu}}$	(8)
3	Неоднородный пласт, вскрытый трещинами одинаковой длины	$\text{Inv}_L^{-1} = \frac{2\sqrt{\pi} h}{Q_n} L_{\text{тр}} \sqrt{\frac{K_{\Pi} \beta}{\mu}} \left\{ \sum_{i=1}^N (\sqrt{k_i}) \right\} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \frac{S_{\Sigma \text{тр}}}{Q_n N} \sqrt{\frac{K_{\Pi} \beta}{\mu}} \left\{ \sum_{i=1}^N (\sqrt{k_i}) \right\}$	(9)
4	Неоднородный пласт, вскрытый трещинами разной длины	$\text{Inv}_L^{-1} = \frac{2\sqrt{\pi} h}{Q_n} \sqrt{\frac{K_{\Pi} \beta}{\mu}} \left\{ \sum_{i=1}^N (L_{\text{тр}i} \sqrt{k_i}) \right\}$	(10)

Q_i — дебит для цикла с индексом i в условиях пласта, N — число трещин, h — толщина пласта, $L_{\text{тр}i}$ — полудлина трещины с индексом i (если длина всех трещин одинакова, индекс отсутствует), $S_{\Sigma \text{тр}}$ — суммарная площадь поверхности трещин*, k — проницаемость пласта на контакте с трещиной с индексом i , μ — динамическая вязкость пластового флюида, β — интегральная сжимаемость, представляющая собой сумму сжимаемости пористой среды и смеси флюидов в порах.

*площадь поверхности трещины больше произведения ее высоты на полудлину в 4 раза

является тангенс угла наклона асимптоты $Inv_R = const$ (инварианта раннего радиального течения) в периоде с индексом $i = n$, который рассчитывается по формуле (12, 13):

$$Inv_R = \frac{Q_n \mu}{4\pi k h N} \quad (12)$$

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

$$Inv_R = \frac{Q_{n-1} \mu}{4\pi k h N} \quad (13)$$

при $Q_n = 0$ (в течение последнего периода скважина остановлена — КВД).

$f(\ln \Delta t)$ (характеристический масштаб времени для радиального течения) рассчитывается по формуле (последовательность и индексация периодов поясняется рис. 6) (14, 15):

$$f(\ln \Delta t) = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q_i}{Q_n} \times \ln \left(\frac{t_{тек} - t_{i-1}}{t_{тек} - t_i} \right) + \ln(t_{тек} - t_{n-1}) \quad (14)$$

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

$$f(\ln \Delta t) = \sum_{i=1}^{n-1} \frac{Q_i}{Q_n} \ln \left(\frac{t_{тек} - t_{i-1}}{t_{тек} - t_i} \right). \quad (15)$$

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, $t_{n-1} < t_{мек} < t_n$, h — толщина пласта, L_{mp} — полудлина трещины, N — количество трещин, K_p , k — пористость и проницаемость коллектора, β — интегральная сжимаемость, μ — динамическая вязкость пластового флюида.

Последовательность и индексация периодов, индексация дебитов в их пределах,

а также времен их начала и окончания иллюстрируются схемой на рисунке 6.

Инварианта раннего истощения (при существенном взаимовлиянии трещин)

Время завершения раннего линейного (рис. 5а) и раннего радиального течения (рис. 5б) и начала взаимовлияния трещин зависит от длин трещин и расстояний между ними.

При расположении трещин на расстоянии в несколько раз меньше их длины (рис. 5в) пластовый флюид перемещается наиболее интенсивно в области между трещинами, что является причиной его раннего истощения (см. графики для полудлин трещин 30 м на рис. 5ж).

Во всех остальных случаях (рис. 5д, е, ж) формируется переходный режим, когда раннее линейное течение, связанное с воздействием на пласт отдельных трещин (рис. 5а), плавно перестраивается в позднее линейное, обусловленное совокупным влиянием всех трещин (рис. 5г).

Условия раннего истощения благоприятны для оценки общей площади коллектора, дренируемого трещинами.

Для данного режима течения зависимость приращения давления в характеристическом масштабе времени описывается линейной асимптотой (16):

$$\Delta P = Inv_E \cdot f(\Delta t). \quad (16)$$

Тангенс угла наклона асимптоты $Inv_E = const$ (инварианта режима истощения) в периоде с индексом $i = n$ рассчитывается по формуле (17):

$$Inv_E = \frac{Q_n}{\beta Sh K_{II}}. \quad (17)$$

$Q_n \neq 0$ (в течение последнего периода скважина работает — КСД), $f(\Delta t)$ (характеристический масштаб времени для истощения) рассчитывается по формуле (18) (последовательность и индексация периодов поясняется рис. 6):

$$f(\Delta t) = \sum_{i=1}^{n-1} \times \frac{Q_i}{Q_n} (t_i - t_{i-1}) + (t_{тек} - t_{n-1}), \quad (18)$$

где Q_i — дебит в течение периода с индексом i , t_i — времена начала и окончания периода, n — число периодов, $t_{n-1} < t_{мек} < t_n$, h — толщина пласта, L_{mp} — полудлина трещины, S — общая площадь дренирования пласта трещинами, K_n — пористость коллектора, β — интегральная сжимаемость.

S — общая площадь дренирования пласта трещинами. При одинаковой длине трещин и их равномерном распределении по стволу (то есть распространении режима истощения на всю длину ствола) данный параметр рассчитывается по формуле (19):

$$S = 2L_{тр} \Delta_{тр} (N-1) = 2L_{тр} L_{скв}, \quad (19)$$

где $L_{скв}$ — работающая длина ствола скважины, N — число трещин, $\Delta_{тр}$ — расстояние между трещинами по длине ствола.

Использование инвариантных параметров при количественной интерпретации результатов ГДИС

Предлагаемое авторами решение нельзя считать полноценной альтернативой традиционной интерпретации результатов ГДИС, поскольку оно не предлагает принципиально нового описания происходящих в пласте процессов. Это, скорее, способ регуляризации процесса интерпретации с акцентом

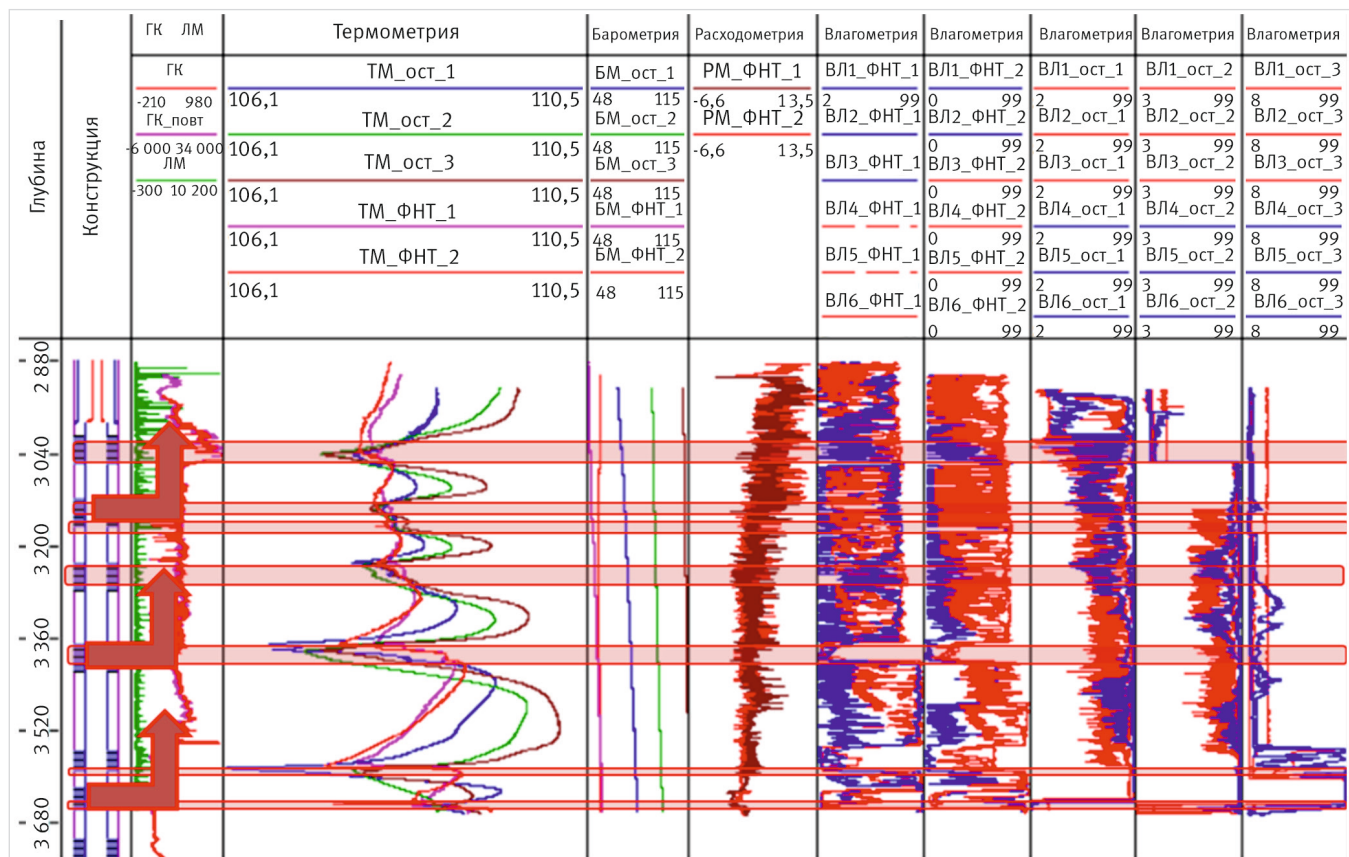


Рис. 7. Результаты обработки ПГИ в скв. 1* (см. пояснения в тексте)
Fig. 7. Production logging results in well 1* (see explanations in the text)

на оценку наиболее значимых и уверенно определяемых гидродинамических параметров в случае, когда формальный подход, предполагающий оценку их полного спектра, многозначен.

К таковым следует прежде всего отнести инварианту раннего линейного режима течения. Ранняя линейная симметрия линий тока наблюдается практически при любом соотношении размеров трещин многостадийного ГРП и их произвольном взаимном расположении. Значения инварианты отражают одну из наиболее значимых характеристик совершенства вскрытия пласта: общую поверхность вскрывающих пласт трещин, тесно связанную с величиной дренируемого скважиной объема коллектора.

Для численного определения этого параметра необходима независимая оценка гидропроводности и проницаемости коллектора. Если в процессе эксплуатации скважины ведется долговременный мониторинг забойного давления, значение этих параметров можно найти при условии диагностики по длительной кривой стабилизации

давления раннего псевдорadiaльного режима течения.

Отметим, что данный режим характеризует фильтрационные свойства локальных зон вокруг каждой трещины гидроразрыва. Соотношение величин проницаемостей на раннем и позднем радиальных режимах течения связано с количеством работающих трещин гидроразрыва.

Если оценить проницаемость нельзя, по результатам повторных определений линейной инварианты в последующих циклах возможна оценка динамики объема дренирования во времени. Она может быть как положительной (например, при очистке трещин в процессе вывода скважины на технологический режим отбора), так и отрицательной (из-за загрязнения полостей трещин и их поверхностей при долговременной эксплуатации скважины).

Нужно учитывать и потенциал сопоставления поверхностей дренирования по соседним скважинам, при наличии априорной информации о соотношении средних проницаемостей дренируемых скважин областей пласта,

например, по результатам ГИС открытого ствола. А эта информация ценна в первую очередь для сравнительной оценки эффективности применяемых на скважине технологий гидроразрыва пласта.

Если определена суммарная поверхность трещин и есть косвенные данные о количестве трещин (например, по результатам ПГИ), можно судить об их средней длине.

В дальнейших планах авторов обоснование подхода к оценке по результатам ГДИС эффективности гидроразрыва на основе комплексного анализа состава жидкостей и пропанта для ГРП, а также его тоннажности и расходности.

Обсуждение результатов исследований скважин

На основе анализа инвариантных параметров авторами был предложен усовершенствованный подход к интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин в условиях аномально низкопроницаемых коллекторов. Для интерпретации требуется детальная запись давления во времени с помощью глубинных манометров, что позволяет оценить как фильтрационно-емкостные свойства пласта, так и динамику размеров зоны дренирования коллектора трещинами гидроразрыва.

При обсуждении практических результатов обратим внимание прежде всего на возможности промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИ), поскольку они являются ключевыми при оценке количества работающих портов.

На основе обработки и анализа значительного количества ПГИ в горизонтальных скважинах среди проблем, влияющих

Табл. 2. Результаты обработки ГДИС в динамике по скважине 1*
Tab. 2. Results of dynamic well testing processing for well 1*

Цикл	Дата начала цикла	Суммарная площадь поверхности всех трещин, тыс. м ²
КСД1	10.07.2016	28,80
КСД2	01.01.2018	5,56
КСД3	19.09.2018	1,62
КВД1	08.08.2019	1,50
КСД4	23.05.2022	21,31

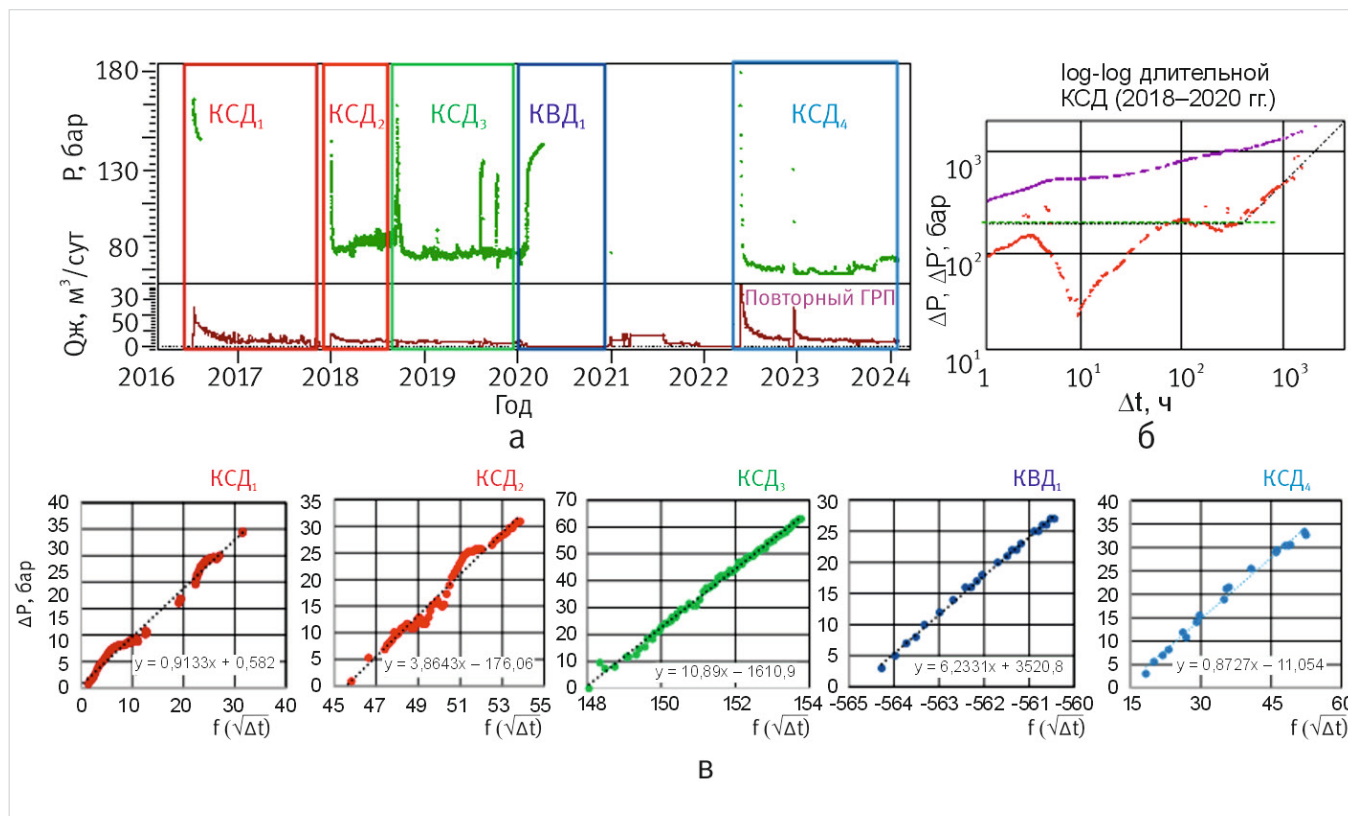


Рис. 8. Результаты обработки гидродинамических исследований скважины 1*: а — динамика изменения дебита жидкости и забойного давления; б — диагностический log-log график длительной КСД; в — представление результатов по каждому циклу исследований в масштабе $f(\sqrt{\Delta t})$

Fig. 8. Processing results of pressure transient analysis of well 1*: а — dynamics of fluid flow rate and bottomhole pressure change; б — diagnostic log-log plot of long-term drawdown test; в — presentation of results for each analyzed drawdown or build-up in scale $f(\sqrt{\Delta t})$

на информативность исследований, следует прежде всего выделить сложный многофазный поток. С одной стороны, этот фактор может существенно затруднить выделение работающих интервалов методами определения притока-состава. Однако на рассматриваемых объектах, для которых характерны низкий дебит и значительное газосодержание нефти, повышению информативности ПГИ способствует наличие в продукции скважины большого количества газа. Это связано с тем, что базовым методом оценки профиля притока при слабой интенсивности работы пластов является термометрия, результативность которой при наличии газа в притоке существенно вырастает за счет ярко выраженных адиабатического и дроссельного эффектов.

Так, на рисунке 7 приведен планшет с результатами ПГИ по скважине 1* одного из месторождений Западной Сибири, которое характеризуется низкой проницаемостью коллекторов. В окнах планшета слева направо на планшете приведены конструкция скважины, диаграммы гамма-метода (ГК) и локатора муфт (ЛМ), разновременные термограммы в фонтанирующей (ТМ-ФНТ) и остановленной (ТМ-ост) скважине и сопутствующие результаты барометрии (БМ-ФНТ, БМ-ост). Далее приведены профили скорости газожидкостной смеси, на режимах фонтанирования определенные по механической расходомерии (РМ-ФНТ), и результаты влагометрии, полученные датчиками, распределенными по сечению ствола.

Обратим прежде всего внимание на контрастные аномалии температуры в пределах каждого из работающих портов ГРП, которые возникли при охлаждении ствола под действием потока газа. Это позволяет с высокой

степенью достоверности заключить, что в скважине работают трещины в пределах всех портов, охваченных исследованиями. Данная информация учтена при последующей интерпретации результатов ГДИС.

На рисунке 8 приведены результаты обработки ГДИС по данной скважине. Сначала была проанализирована длительная КСД, регистрация которой длилась с 2018 по 2020 год. На рисунке 8б приведен диагностический log-log график для данного периода, на котором диагностируется ранний радиальный режим течения на временах порядка 1 000–2 000 ч. с момента запуска скважины. Проницаемость коллектора, оцененная по результатам ГДИС в этот период времени, составляет 0,15 мД. Учитывая, что по результатам ПГИ в притоке с примерно равной долей участвуют все трещины (рис. 7), была оценена проницаемость пласта, которая составила 0,025 мД.

По разновременным периодам запуска (КСД) и остановки (КВД) в рассматриваемой скважине была выполнена оценка параметров зоны дренирования трещинами ГРП в динамике. На рисунке 8а выделено пять таких периодов, включая стартовый. Для

каждого из них по инвариантному параметру раннего линейного режима течения были оценены суммарные площади поверхности всех трещин. Результаты сведены в таблицу 2.

Стартовая суммарная площадь трещин составила порядка 30 тыс. м². Но уже в цикле КСД2 площадь трещин сократилась до 5,6 тыс. м², а затем снизилась еще больше до 1,5–1,6 тыс. м². В последующем цикле КСД4, который характеризует работу скважины после проведения повторного ГРП, суммарная площадь вновь выросла более чем до 20 тыс. м².

На рисунке 8в приведены кривые давления в характеристическом масштабе времени для линейного течения $f(\sqrt{\Delta t})$, которые отражают графически выявленную по результатам гидродинамических исследований динамику размеров зоны дренирования во времени. Суммарной площади поверхности трещин обратно пропорционален тангенс наклона характеристической зависимости. Чем он больше, тем меньше площадь.

Аналогичная обработка была выполнена также в скважине 2*. Анализ результатов ГДИС был начат с оценки проницаемости пласта в период раннего радиального режима

Табл. 3. Результаты обработки ГДИС в динамике по скважине 2*

Tab. 3. Results of dynamic well testing processing for well 2*

Цикл	Дата начала цикла	Суммарная площадь поверхности всех трещин, тыс. м ²
КСД1	21.12.2019	39,61
КСД2	31.10.2020	29,81
КСД3	13.02.2021	29,09

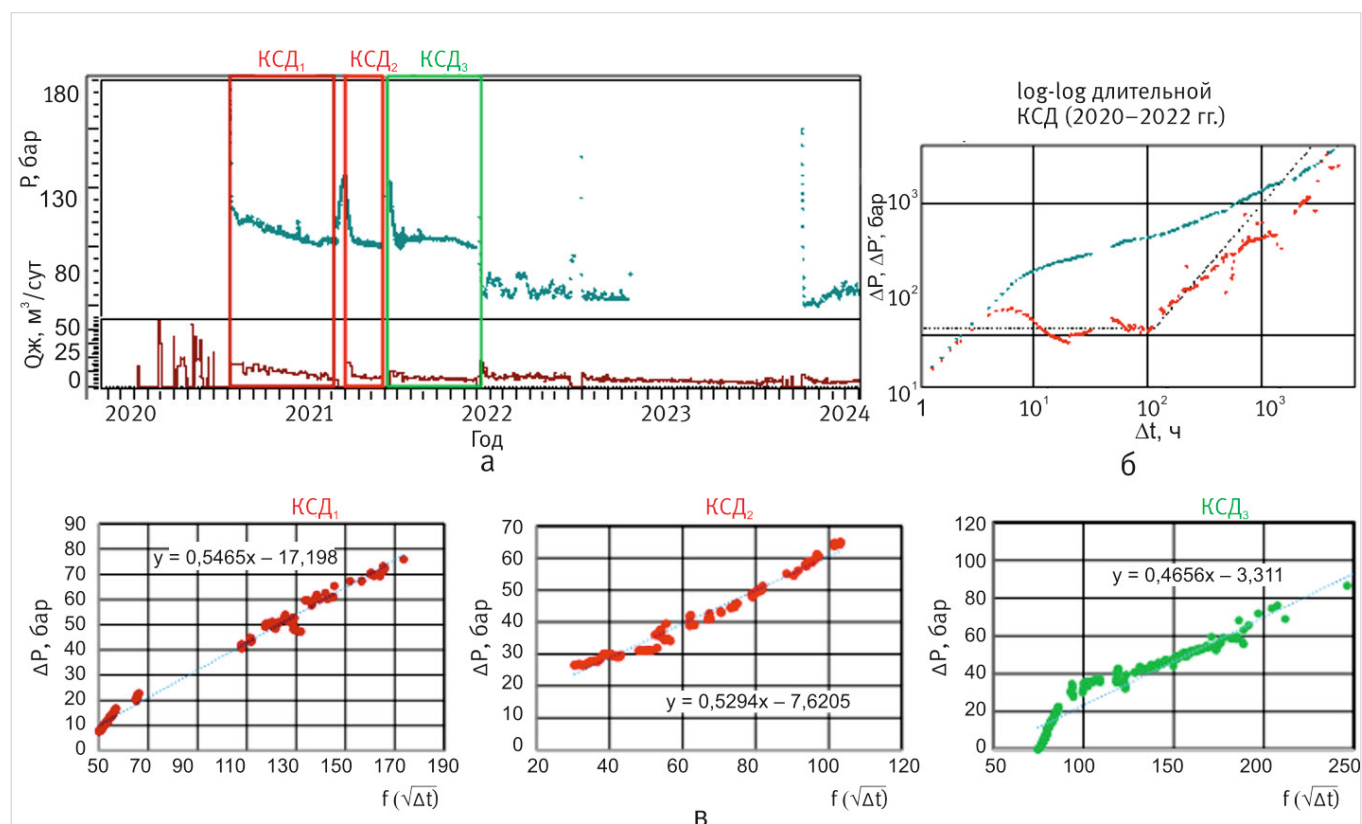


Рис. 9. Результаты обработки гидродинамических исследований скважины 2*: а — динамика изменения дебита жидкости и забойного давления; б — диагностический log-log график длительной КСД; в — представление результатов по каждому циклу исследований в масштабе $f(\sqrt{\Delta t})$

Fig. 9. Processing results of pressure transient analysis of well 2*: а — dynamics of fluid flow rate and bottomhole pressure change; б — diagnostic log-log plot of long-term drawdown test; в — presentation of results for each analyzed drawdown or build-up in scale $f(\sqrt{\Delta t})$

течения по длительной КСД, полученной в период с 2020 по 2022 год. Соответствующий диагностический log-log график приведен на рисунке 9б. Определенная в пределах данного периода проницаемость пласта составила 0,012 мД.

Для обработки ГДИС по раннему линейному режиму течения выделено три цикла КСД (рис. 9а). Стартовая суммарная площадь поверхности всех трещин, определенная по первому из них, составляет порядка 40 тыс. м², а динамика падения данного параметра не такая резкая, как в скважине 1* (табл. 3).

Этот вывод иллюстрируют графикиращения давления в характеристическом масштабе времени для линейного течения, приведенные на рисунке 9в. Величины тангенсов наклона характеристических зависимостей для всех циклов КВД незначительно отличаются друг от друга, что свидетельствует о слабом изменении размеров зоны дренирования пласта во времени.

В скважинах 1* и 2* выполнены различные технологии ГРП, отличающиеся тоннажем, расходностью и составом жидкости.

В скважине 1* в процессе ГРП была создана система трещин меньшего размера, площадь поверхности которой за 1 год эксплуатации скважины резко сократилась.

По скважине 2* была создана система трещин с существенно большей площадью поверхности, размеры которой сократились не более чем на 30 %. Таким образом, анализ ГДИС в динамике по инвариантным параметрам для ранних режимов течения становится инструментом анализа эффективности примененных технологий гидроразрыва, что позволит для новых скважин подбирать наиболее эффективный способ заканчивания.

Итоги

В публикации обоснована возможность повышения результативности гидродинамических исследований (ГДИС) в добывающих скважинах, вскрывающих низкопроницаемые коллекторы. Предлагаемая авторами технология исследований включает долговременный мониторинг давления и дебита в стволе с периодическими запусками и остановками скважины. В основе интерпретации результатов мониторинга лежит анализ динамики величин инвариантных параметров, определяющих темп изменения давления в стволе в периоды течения газожидкостной смеси в коллекторе с различной симметрией линий тока: ранних линейной, псевдорадiallyной и истощения. Изучены информативные возможности интерпретации на основе асимптотических аналитических соотношений, описывающих поведение давления в скважине во времени в названные периоды. Результаты ГДИС в эксплуатационных скважинах, дренирующих пласты с трудноизвлекаемыми запасами (Ачимовские и Баженовские отложения), показывают перспективность предложенного подхода при исследовании коллекторов аномально низкой проницаемости, вскрытых горизонтальными стволами с многостадийным ГРП, где классические способы технологии ГДИС малоэффективны.

Выводы

Предложенные подходы к гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) существенно расширяют их возможности в коллекторах аномально низкой проницаемости, вскрытых горизонтальными стволами

с многостадийным ГРП. В отличие от классических способов проведения исследований и интерпретации результатов они могут успешно использоваться как для оценки фильтрационных свойств коллектора, так и проводящих свойств трещин. Это позволяет не только оценивать добычные возможности скважины непосредственно после их ввода в эксплуатацию, но и контролировать динамику их снижения при долговременной эксплуатации. Последнее связано с типичным для исследуемых объектов ухудшением проводящих свойств трещин во времени. Практическая ценность полученных результатов состоит прежде всего в том, что по результатам ГДИС можно судить об эффективности способа вскрытия пласта и вызова притока в конкретной исследуемой скважине и обосновать рекомендации по совершенствованию технологии вскрытия пластов в аналогичных условиях.

Ограничиваясь при анализе результатов исключительно ГДИС, мы, даже обладая косвенной информацией о количестве работающих трещин, можем определить лишь средние по скважине значения гидродинамических параметров (длины трещин, проницаемости коллектора). Для достоверной оценки индивидуальных параметров каждой трещины необходима априорная информация о доле каждой трещины в притоке или закачке (результаты ПГИ) [1, 2].

Литература

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Долговременный мониторинг промысловых параметров как знаковое направление современных ГДИС // Инженерная практика. 2012. № 9. С. 4–8.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа в 2 томах. Том 1: Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 676 с.
6. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа в 2 томах. Том 2: Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. Ижевск: Институт компьютерных исследований,

2020. 756 с.

7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с.
8. Кричевский В.М., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н. Особенности газодинамических исследований при геофизическом контроле разработки низкопроницаемых коллекторов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2022. № 4. С. 91–96.
9. Мазо А.Б., Поташев К.А., Хамидуллин М.Р. Фильтрационная модель притока жидкости к горизонтальной скважине с многостадийным гидравлическим разрывом пласта // Ученые записки Казанского Университета. 2015. Т. 157. Кн. 4. С. 133–148.
10. Мартынов В.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. и др. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 106–109.
11. 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.
12. 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.
13. 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. № 6. С. 138–154.
14. Садыков А.М., Хазиев А.М., Сыпченко С.Э. Метод инициации и развития трещины для высокорасходных ГРП в нефтематеринских коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 96–101.
15. Yao S., Zeng F., Liu H., Zhao G. A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells. J. Hydrology, 2013, Vol. 507, P. 201–212. (In Eng).
16. Zeng J., Li W., Liu J., Leong Y. et al. Analytical Solutions for multi-stage gas reservoirs with damaged fractures and simulated reservoirs volumes. Journal of petroleum Science and Engineering, 2020, Vol. 187, 23 p. (In Eng).

Results

The publication substantiates the possibility of improving the effectiveness of pressure transient analysis (PTA) in producing wells in low-permeability reservoirs. The research technology proposed by the authors includes long-term monitoring of pressure and flow rate in the well during periods of flow and shut-in. The interpretation of the monitoring results is based on the analysis of the dynamics of the values of invariant parameters that determine the rate of pressure change in the trunk during periods of flow of a gas-liquid mixture in a reservoir with different symmetry of current lines: early linear, pseudoradial and depletion. The informative possibilities of interpretation based on asymptotic analytical relations describing the behavior of pressure in the well over time in these periods have been studied. The results of the PTA in production wells draining reservoirs with hard-to-recover reserves (Achimov and Bazhenov formations) show the prospects of the proposed approach in the study of anomalous reservoirs.

Conclusions

The proposed approaches to pressure transient analysis of wells (PTA) significantly expand their capabilities in reservoirs of abnormally low

permeability, opened by horizontal shafts with multistage hydraulic fracturing. Unlike classical methods of conducting research and interpreting the results, they can be successfully used both to assess the filtration properties of the reservoir and the conductive properties of fractures. This makes it possible not only to evaluate the production capabilities of the well immediately after commissioning, but also to control the dynamics of their decrease during long-term operation. The latter is due to the deterioration of the conductive properties of fractures over time, which is typical for the studied objects. The practical value of the results obtained consists primarily in the fact that, based on the results of the PTA, it is possible to judge the effectiveness of the method of opening the reservoir and causing inflow in a particular well under study and substantiating recommendations for improving the technology of fracturing in similar reservoirs.

Limiting the analysis of the results exclusively to PTA, even with indirect information about the number of producing fractures, we can only judge the average values of well and reservoir parameters (fracture length, reservoir permeability) for the well. For a reliable assessment of the individual parameters of each fracture, a priori information is needed about the proportion of each fracture in the inflow or injection (results of the production logging) [1, 2].

References

- 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).
- 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. *Inzhenernaya praktika*, 2016, issue 7, P. 72–81. (In Russ).
- 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. 38–42. (In Russ).
- Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Long-term monitoring of field parameters as a landmark area of modern well testing. *Inzhenernaya praktika*, 2012, issue 9, P. 4–8. (In Russ).
- Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field geophysical control for optimisation of oil and gas field development. Volume 1: Fundamentals of hydrodynamic and geophysical control of development and monitoring of production. Izhevsk: Institute of Computer Research, 2020, 676 p. (In Russ).
- Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field geophysical control for optimisation of oil and gas field development. Volume 2: The role of hydrodynamic and geophysical monitoring in development management. Izhevsk: Institute of Computer Research, 2020, 756 p. (In Russ).
- Kremenetsky M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Information support and technologies of hydrodynamic modelling of oil and gas deposits. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 2012, 894 p. (In Russ).
- Krichevsky V.M., Guljaev D.N., Nikonorova A.N. Features of pressure transient analysis in gas wells at low-permeable reservoirs development surveillance. *Equipment and technologies for oil and gas complex*, 2022, issue 4, P. 91–96. (In Russ).
- Mazo A.B., Potashev K.A., Hamidullin M.R. Mathematical Model of Fluid Filtration to a Multistage Hydraulically Fractured Horizontal Well. *Uchenye zapiski Kazanskogo Universiteta*, 2015, Vol. 157, book 4, P. 133–148. (In Russ).
- Martynov V.A., Ipatov A.I., Krichevskii V.M. et al. Permanent reservoir monitoring by logging gages at the stage of tight oil recovery. *Oil industry*, 2014, issue 3, P. 106–109. (In Russ).
- 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).
- 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).
- 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, issue 6, P. 138–154. (In Russ).
- Sadykov A.M., Khaziev A.M., Sypchenko S.E. Fracture Initiation And Propagation Method For High-Rate Hydraulic Fracturing In Source Rock Reservoirs. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 7, P. 96–101. (In Russ).
- Yao S., Zeng F., Liu H., Zhao G. A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells. *J. Hydrology*, 2013, Vol. 507, P. 201–212. (In Eng).
- Zeng J., Li W., Liu J., Leong Y. et al. Analytical Solutions for multi-stage gas reservoirs with damaged fractures and simulated reservoirs volumes. *Journal of petroleum Science and Engineering*, 2020, Vol. 187, 23 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

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

Бахмутов Алексей Викторович, лаборант, НОЦ КФУ, Казань, 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

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

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