

Гидродинамические исследования для мониторинга пластового давления при разработке низкопроницаемых пластов в условиях взаимовлияния скважин

Ворон К.А.³, Гуляев Д.Н.², Кременецкий М.И.², Кушнирчук С.Н.¹, Никонорова А.Н.², Ридель А.А.¹, Рузанова А.А.², Тухбатова А.А.¹, Юрков И.С.¹

¹Инженерно-Технологический Сервис компании Газпромнефть, Тюмень;

²Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва;

³Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва

kremenetskiymi@gmail.com

Аннотация

Статья посвящена теории и практике гидродинамических исследований скважин (ГДИС) при контроле динамики выработки коллектора низкой проницаемости. Авторами выполнен обзор и сравнительный анализ результативности традиционных и усовершенствованных подходов к оценке начального и текущего пластового давления, обсуждаются смысл и границы применимости понятий о статическом и динамическом пластовом давлении. В публикации затронута также проблема повышения возможностей ГДИС при оценке энергетического состояния пласта в условиях существенного взаимовлияния скважин.

Материалы и методы

Численное 3D моделирование разработки месторождения для оценки информативности ГДИС выполнялось в программном комплексе tНавигатор (разработка компании «Интегрированные разработки для моделирования, ИРМ»). 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

пластовое давление, горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, гидродинамическое моделирование, гидродинамические исследования скважин, коллектор низкой проницаемости, нелинейная фильтрация

Для цитирования

Ворон К.А., Гуляев Д.Н., Кременецкий М.И., Кушнирчук С.Н., Никонорова А.Н., Ридель А.А., Рузанова А.А., Тухбатова А.А., Юрков И.С. Гидродинамические исследования для мониторинга пластового давления при разработке низкопроницаемых пластов в условиях взаимовлияния скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 4. С. 31–39. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-31-39

Поступила в редакцию: 17.06.2026

GEOLOGY

UDC 550.832.9:622.234.573 | Original Paper

Pressure transient analysis for reservoir pressure monitoring while low-permeability reservoir development in case of well interference

Voron K.A.³, Gulyaev D.N.², Kremenetsky M.I.², Kushnirchuk S.N.¹, Nikonorova A.N.², Ridel A.A.¹, Ruzanova A.A.², Tuchbatova A.A.¹, Yurkov I.S.¹

¹Engineering and Technology Service LLC, Tyumen, Russia; ²National university of oil and gas «Gubkin University», Moscow, Russia;

³Oil and Gas Research Institute RAS Moscow, Russia

kremenetskiymi@gmail.com

Abstract

In this article the theory and practice of pressure transient analyze (PTA) in monitoring the reservoir pressure dynamics while tight reservoir development is presented. The authors provide a review and comparative analysis of traditional and improved approaches effectiveness to assessing initial and current reservoir pressure. A discussion about the static and dynamic reservoir pressure concepts applicability meaning and limits also presented. The article also addresses the issue of improving the capabilities of PTA in reservoir pressure assessment in case of significant well interference.

Materials and Methods

Numerical 3D reservoir dynamic modeling with the aim to assess the PTA effect was performed in the tNavigator software package (developed by IRM Company). Interpretation and visualization of PTA results were performed in the Saphir software package (developed by Kappa Engineering). A transducer with a serial number VNN5-125-2850 and downhole pressure gauges with standard wellhead equipment were used to measure pressure and flow in production and injection wells.

Keywords

reservoir pressure, horizontal well, multi-stage hydraulic fracturing, reservoir simulation, pressure transient analysis (PTA), low permeability reservoir, nonlinear flow in porous media

For citation

Voron K.A., Gulyaev D.N., Kremenetsky M.I., Kushnirchuk S.N., Nikonorova A.N., Ridel A.A., Ruzanova A.A., Tuchbatova A.A., Yurkov I.S. Pressure transient analysis for reservoir pressure monitoring while low-permeability reservoir development in case of well interference. Exposition Oil Gas, 2026, issue 4, P. 31–39. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-31-39

Received: 17.06.2026

Введение

Одной из ключевых целей гидродинамических исследований является снижение рисков неравномерной выработки продуктивного пласта, что предполагает непрерывный мониторинг его энергетического состояния. Эффективное решение этой задачи в условиях аномально низкой проницаемости коллектора требует переосмысления традиционного представления о текущем пластовом давлении. Ниже рассмотрим динамику трансформации традиционного подхода к описанию и способам определения этого параметра при повышении доли в разработке залежей низкой проницаемости и сложного геологического строения.

Текущее пластовое давление

Классическое понятие «пластовое давление» предполагает разработку залежи, при отсутствии существенного взаимовлияния соседних эксплуатационных скважин. Вблизи скважин давление нарушено воздействием отбора или нагнетания, а при удалении от них приближается к первоначальному [5, 8, 10, 12, 13 и др.].

Использование этого понятия в условиях вскрытия пласта плотной сеткой связано с рядом допущений. Предполагается, что каждая скважина эксплуатирует преимущественно свой участок коллектора. Границей между соседними участками является так называемый «условный контур питания». Энергетическое состояние пласта в пределах контура питания для каждой скважины определяется как динамикой ее работы, так и влиянием окружения [3, 13, 14, 15 и др.].

Особенности взаимовлияния скважин иллюстрирует схема на рис. 1, отображающая контакт областей гидродинамического воздействия нагнетательной и соседних добывающих скважин при рядной системе разработки. При стабильной работе скважин в пласте формируется распределение давления, изображенное на рисунке 1б [9].

При кратковременной работе (кривые $P_{\Delta t1}$) каждая скважина характеризуется своим условным контуром питания, давление за пределами которого приближается к начальному пластовому. При длительной работе (кривые $P_{\Delta t2}$) между скважинами формируется единый контур $r_{кн2}$, разделяющий воронки депрессии и репрессии.

Текущее пластовое давление в этом случае отражает давление на некотором расстоянии от скважины или в заданной области. Сложившиеся подходы к определению энергетического состояния пласта во многом зависят от того, должны ли мы учитывать при оценке пластового давления работу исследуемой скважины или нет. На основе этого критерия различают статическое и динамическое давление [1, 9, 10 и др.].

Определение статического пластового давления в длительно простаивающих скважинах

Если работа скважины не оказывает существенного влияния на энергетическое состояние залежи в ней определяют так называемое статическое пластовое давление.

Неоднозначность в толковании этого термина минимальна. Статическое давление определяется достовернее всего по результатам непосредственных измерений в длительно простаивающей пьезометрической скважине при наличии гидродинамической связи с пластом.

Определение статического пластового давления в вертикальном или наклонно-направленном стволе в процессе ГРП

Еще одним способом определения данного параметра является мониторинг давления на забое вновь пробуренной скважины в процессе ГРП. Точность оценки зависит от технологии мониторинга. Она максимальна в том случае, когда запуску скважины после ГРП предшествует ее освоение с последующей кратковременной остановкой (рис. 2).

Скважина, результаты исследования которой представлены на рисунке 2,

вскрывает одним стволом три продуктивных объекта. Операция создания искусственной трещины в каждом из них выполнялась в условиях их изоляции и завершалась освоением с вызовом притока. Это способствовало быстрой релаксации гидродинамического воздействия гидро разрыва на коллектор и корректной оценке пластового давления в каждом из объектов. Отметим, что в данной скважине пластовое давление в верхнем пласте уже истощено вследствие работы ранее пробуренных соседних скважин.

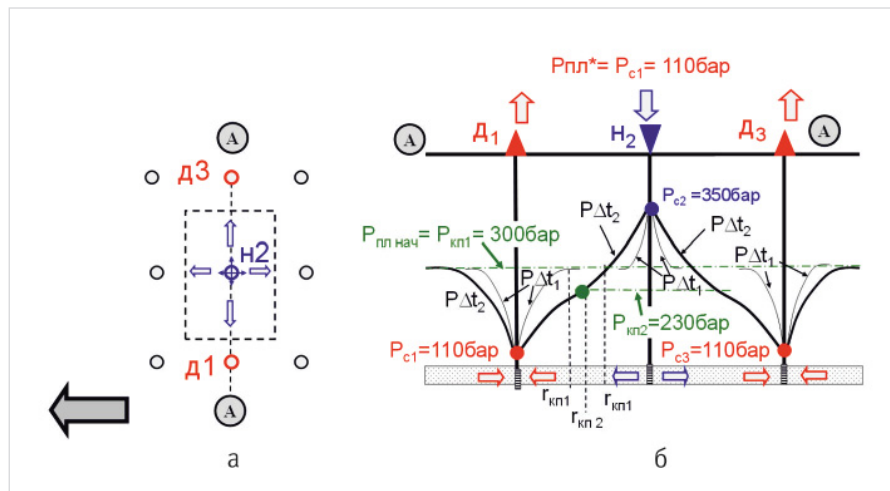


Рис. 1. Характер взаимовлияния добывающих («Д₁», «Д₃») и нагнетательной («Н₂») скважин: а — схема расположения скважин; б — $P_{\Delta t1}$, $P_{\Delta t2}$ — распределения давления в пласте по профилю Д₁-Н₂-Д₃ по прошествии времени Δt_1 и Δt_2 с момента запуска скважин при отсутствии ($P_{\Delta t1}$) и существенном ($P_{\Delta t2}$) влиянии скважин друг на друга ($\Delta t_1 \gg \Delta t_2$); $r_{кн1}$, $r_{кн2}$ — границы контуров питания скважин; $P_{пл.нач}$ — начальное пластовое давление, при $\Delta t = \Delta t_1$ совпадающее с давлением $P_{кн1}$ на контуре питания ($P_{пл.нач} = P_{кн1} = 300$ бар); $P_{с1} = P_{с3} = 110$ бар, $P_{с2} = 350$ бар — текущие забойные давления; $P_{кн2} = 230$ бар — давление на контуре питания при $\Delta t = \Delta t_2$; $P_{пл*} = P_{с1} = 110$ бар — статическое пластовое давление, определяемое при долговременном цикле КВД в нагнетательной скважине «Н₂» [9]

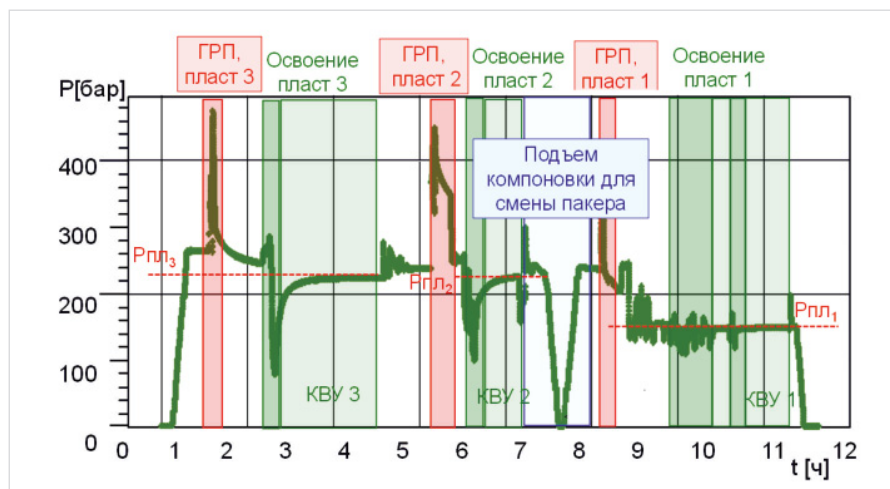


Рис. 2. Характерные результаты мониторинга давления на забое наклонно-направленной скважины, вскрывающей одним стволом три продуктивных пласта в процессе проведения ГРП

Fig. 2. Typical results of pressure monitoring at the downhole zone perforated in three productive layers during hydraulic fracturing

Определение статического пластового давления в горизонтальном стволе с многостадийным ГРП (МГРП)

Технология долговременного мониторинга давления на забое востребована также для оценки энергетического состояния пласта в горизонтальном стволе при многостадийном ГРП [7, 11, 18–23 и др.]. Ее успех во многом зависит от особенностей технологии проведения гидроразрыва.

Возможности решения данной задачи рассмотрим на примере реализации широко применяемой технологии МГРП, предусматривающей оборудование скважины хвостовиком, в который заранее вмонтированы муфты ГРП (порты) и посадочные седла для шаров разного диаметра. Муфты располагаются напротив интервалов, отделённых друг от друга затрубными пакерами. Гидроразрыв в этих интервалах производится поочередно, начиная от забоя скважины. По завершении каждой стадии ГРП, в скважину сбрасывается шар. Он садится в седло, соответствующее его диаметру, изолируя отработанный интервал и перенаправляя поток жидкости и пропанта в открытое отверстие следующей муфты.

Каждая стадия включает несколько проводимых одну за другой технологических операций: нагнетательных и калибровочных тестов (сначала замещения, затем мини-ГРП) и основного ГРП.

При замещении жидкость глушения, находящаяся в скважине, заменяется на низковязкий линейный гель. Далее следует операция мини-ГРП, сопровождающаяся закачкой линейного и сшитого геля, а иногда последующей продавкой в пласт относительно небольшого количества пропанта с созданием нестабильной трещины, которая по окончании гидродинамического воздействия как правило смыкается. Смесь гелей нагнетается в пласт до раскрытия трещины с целью

определения давления раскрытия и минимального горизонтального напряжения. По параметрам мини-ГРП корректируется дизайн основного ГРП. Завершает данный технологический цикл операция по основному ГРП, в процессе которой создается рабочая система трещин, призванная обеспечить эффективную гидродинамическую связь скважины с пластом во время эксплуатации скважины.

В процессе ГРП производится запись давления во времени высокочувствительными электронными датчиками, один из которых расположен на стингере в посадочном кармане хвостовика, а два других на устье в трубном и затрубном пространствах. Наиболее информативными для целей ГДИС являются измерения датчиком на забое, поскольку он максимально приближен к зонам гидродинамического воздействия на пласт при ГРП. Кроме того, эти измерения наиболее представительны как по времени, так и по детальности. Они обычно практически полностью охватывают период проведения многостадийного гидроразрыва ГРП, последовательно отражая изменение во времени давления на забое Р_{заб} в процессе гидродинамического воздействия на пласт на каждой стадии. Эти данные можно использовать для получения большого спектра промысловой и технологической информации о целевом пласте, в том числе (при благоприятных условиях) о текущем пластовом давлении в области гидроразрыва [2, 7, 11 и др.].

Это возможно, если циклы нагнетания разделены периодами статики, когда происходит релаксация влияния гидродинамического воздействия на пласт. Темп и характер релаксации несут в том числе информацию о пластовом давлении по стадиям и его разнице между портами. Данная информация необходима, в частности, для глушения

скважины перед постановкой бригады КРС и последующего ее освоения.

Закономерностям поведения давления в скважине при гидроразрыве посвящен широкий спектр публикаций, среди которых следует прежде всего назвать статьи Нолте и более поздние статьи других исследователей, где данные идеи получили дальнейшее развитие [15, 16, 17, 18 и др.]. Особо выделим работы, посвященные технологиям мониторинга изменения давления в скважине в процессе ГРП и анализа полученных результатов, которые можно рассматривать как элемент ГДИС [2, 7, 11, 16 и др.].

Наиболее благоприятными для анализа являются условия вскрытия пласта поперечными трещинами, когда в случае герметичности глубинного оборудования гидродинамическая связь между трещинами практически исключена.

Но и тогда интерпретация и анализ результатов мониторинга с точки зрения классических ГДИС нестандартны. Процесс формирования поля давления в прискважинной области как в периоды тестовых закачек, так и при ГРП крайне сложен. Его корректное описание требует учета большого числа технологических нюансов, в том числе динамики размеров трещины и реологических свойств ее заполнителя, проводящих свойств стенок трещины, фазовой проницаемости коллектора и пр. Добавим к этому существенные неопределенности в исходной информации, используемой для интерпретации ГДИС. Например, в случае, если хвостовик с муфтами ГРП находится в открытом стволе неизвестно, как соотносятся объемы рабочей жидкости гидроразрыва, поступающей в трещину, и поглощаемой пластом через стенку скважины.

Данные моменты сильнее всего сказываются на качестве оценки фильтрационных свойств и качества вскрытия коллектора. Их влияние на точность определения текущего пластового давления менее критично, поскольку при этом в первую очередь важны не темп и характер релаксации давления на забое после нагнетательного теста во времени, а предельное значение, к которому оно стремится. Определяющим фактором информативности ГДИС при решении этой задачи является длительность релаксации.

Данный тезис иллюстрируют результаты численных экспериментов на модели, выполненные с учетом основных факторов, определяющих поведение давления при калибровочных тестах и ГРП (рис. 3, 4).

Для более контрастного выделения наиболее значимых закономерностей поведения давления модель, используемая в первой серии расчетов, была существенно упрощена. Не принимались во внимание реальная геометрия и динамика роста трещины. Полость трещины рассматривалась, как вертикальная щель с прямоугольным осевым сечением, а пласт, как однородная изотропная среда. Но при этом спектр описываемых моделью особенностей технологии ГРП был достаточно широким. В их число вошли возможность полного или частичного закрытия трещины, динамика ее проводящих свойств, зависящая в том числе от величины и характера изменения во времени вязкости рабочей жидкости.

При расчетах учитывалось, что продолжительность гидродинамического воздействия на пласт в процессе формирования трещины как правило существенно меньше длительности последующей статики.

Результаты расчетов свидетельствуют, что в зависимости от технологии

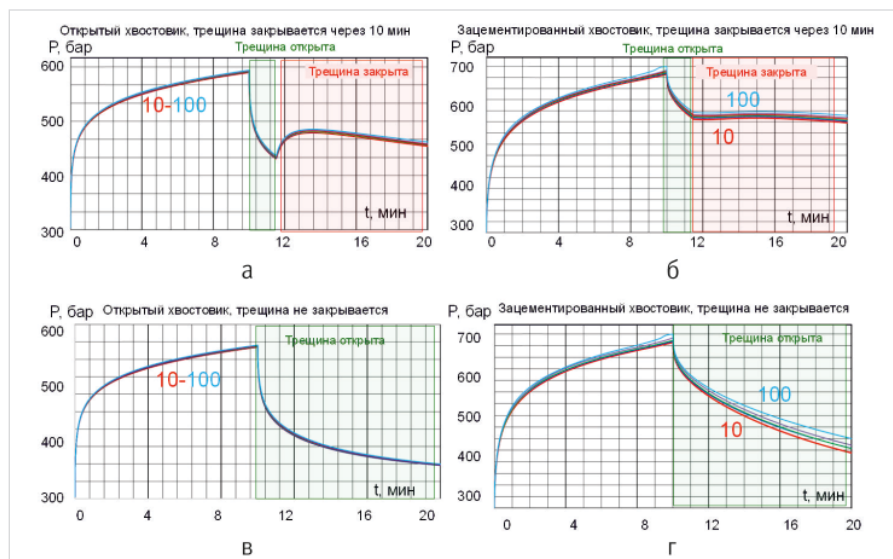


Рис. 3. Типовые кривые, иллюстрирующие влияние основных факторов, влияющих на поведение давления при мини-ГРП. Шифр кривых — полудлина трещины в м. Расчеты выполнены при проницаемости пласта 0,1 мД и продолжительности ГРП 10 мин. Вязкость рабочей жидкости 0,35 сПз. Проницаемость полости трещины во время ГРП снижена до 100 мД вследствие загрязнения. Фрагменты рисунка отличаются особенностями вскрытия пласта и характером последующего поведения трещины

Fig. 3. Typical curves illustrating the influence of the main factors influencing the pressure behavior during mini-hydraulic fracturing. The curves are labeled with the half length (in meters). The calculations were performed with a reservoir permeability of 0,1 md and a fracturing duration of 10 min. The viscosity of the fluid is 0,35 cp, fracture permeability was reduced to 100 mD due to fracture conductivity damage. The fragments of the figure differ in the well completion features and the fracture changes nature

создания трещины ГРП поведение давления во времени претерпевает контрастные изменения. Так, при малой длительности нагнетательного теста и низкой проводимости трещины (рис. 3) поведение давления практически не зависит от ее длины. Обратная картина наблюдается при anomalно высокой проводимости трещины (рис. 4).

При этом закономерности релаксации давления в стволе после прекращения нагнетания практически идентичны друг другу. На рисунке 5 Кривая падения давления (КПД) после одной из воспроизведенных на модели тестовых закачек представлена в характерных масштабах для режимов течения с радиальной (Хорнера) и линейной симметрией.

Для масштабов течения, характерных для течения с линейной симметрией конечный участок кривой падения давления (КПД) уверенно аппроксимируется прямой зависимостью. С использованием этих масштабов для оценки пластового давления достаточно продолжительности остановки скважины не превышающей первых часов. Отметим, что использование масштаба Нолте в рассматриваемом конкретном случае не дает существенных преимуществ перед классическим линейным масштабом.

Накопленный к текущему моменту практический опыт мониторинга забойного давления на объектах добычи компании «Газпромнефть» показал высокий разброс точности подобных оценок в горизонтальном стволе как от скважины к скважине, так и в пределах отдельных стадий. Это не в последнюю очередь связано с особенностями технологических операций, сопутствующих формированию конкретной трещины.

Точность оценки напрямую зависит от продолжительности периодов статике между ГРП. Сразу исключим ситуации, когда решение задачи невозможно, например при реализации технологии «шар в потоке» (когда ГРП в следующей стадии производится сразу после окончания предыдущей) или по каким-то другим причинам

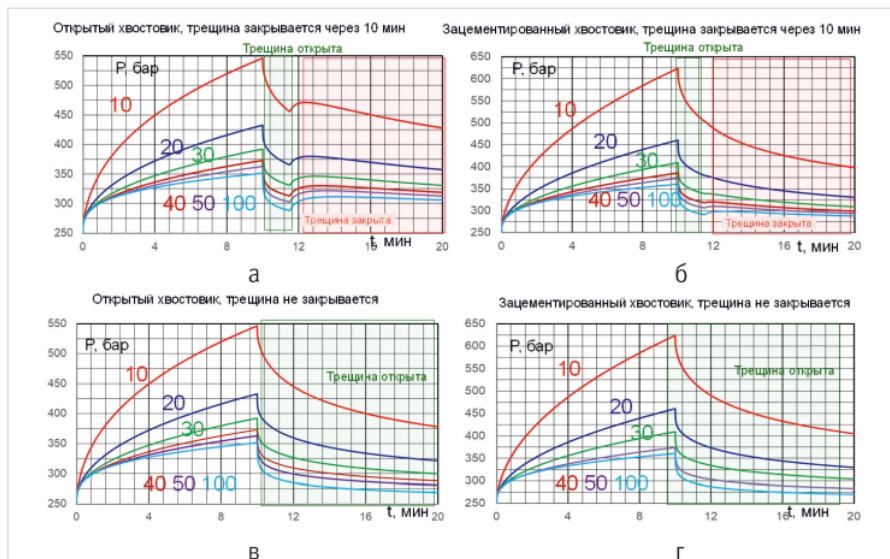


Рис. 4. Типовые кривые, иллюстрирующие влияние основных влияющих на поведение давления при мини-ГРП полученные на гидродинамической модели. Шифр кривых – полудлина трещины в м. Условия расчета отличаются от принятых для рис.3 anomalно высокой проводимостью полости трещины (100 Д/м) для случая отсутствия загрязнения трещины.

Fig. 4. Typical curves illustrating the influence of the main factors affecting the pressure behavior during slug test, obtained using a hydrodynamic model. The curves are labeled with the half-length of the fracture in meters. The calculation conditions differ from those used in Fig. 3 due to the anomalously high fracture conductivity (100 D/m) for case without fracture damage.

продолжительность периода крайне мала (доли часа). В большинстве штатных случаев, когда время регистрации между ГРП ограничено первыми часами, результативность исследований существенно зависит от технологии проведения ГРП или предшествующего ему нагнетательного теста.

На рисунке 6а приведены результаты мониторинга изменения $P_{заб}$ во времени в эксплуатационной скважине в процессе шести стадий ГРП. В рассматриваемой скважине ствол ориентирован по нормали к направлению

максимального регионального стресса, что способствовало формированию поперечных трещин, где риски их взаимовлияния минимальны. На остальных фрагментах данного рисунка приведены результаты определения пластового давления асимптотическим методом для первой (рис. 6 б, в) и последней (рис. 6 г, д) стадий. Интерпретация выполнена в масштабе Хорнера для псевдораздального (рис. 6 в, д) течения $F_R(t)$ и аналоге этого масштаба для линейного течения $F_L(t)$, рисунке 6 б, г.

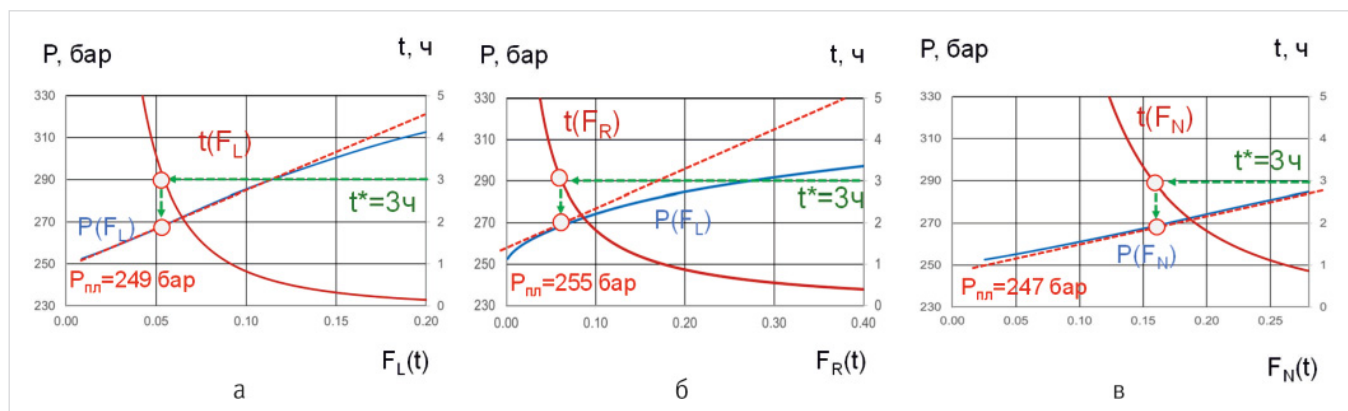


Рис. 5. Представление рассчитанной на модели кривой падения давления (КПД) в характерных масштабах времени: по оси ординат, текущее давление P, по оси абсцисс: а – время в аналоге масштаба Хорнера для линейного течения $\nu F_L(t) = \nu T + t - \nu t$; б – масштабе Хорнера для псевдораздального течения $F_R(t) = \ln(T+t) - \ln(t)$; в – в одном из масштабов Нолте $F_N(t) = 2/\pi \arcsin(T/(T+t))$. Условия расчета: хвостовик с муфтами ГРП находится в открытом стволе, полудлина каждой трещины 50 м, проницаемость пласта 0,1 мД; по дополнительной оси отложено время в часах, соответствующее характеристическому масштабу, связь между этими параметрами описывается зависимостью $t(F)$. Оценка пластового давления получена по линейной асимптоте к конечной точке КПД в предположении, что ее длительность ограничена временем $t^* = 3$ ч. Пластовое давление, заданное в модели (истинное) 250 бар

Fig. 5. Representation of the pressure drop curve (efficiency) calculated on the model in different time scales: along the ordinate axis, the current pressure P, along the abscissa axis: а) time in the Horner scale analogue for linear flow $\nu F_L(t) = \nu T + t - \nu t$; б – Horner scale for pseudo-radial flow $F_R(t) = \ln(T+t) - \ln(t)$; в – at one of the Nolte scales $F_N(t) = 2/\pi \arcsin(T/(T+t))$. Calculation conditions: the liner with fracture sleeves is located in the open hole wellbore with packers, the half-length of each fracture is 50 m, and the permeability of the formation is 0,1 mD. The additional axis shows the time in hours corresponding to the characteristic scale, and the relationship between these parameters is described by the $t(F)$ function. The estimation of the reservoir pressure is obtained from the linear asymptote to the final point of the pressure fall-off, assuming that its duration is limited to $t^* = 3$ hours. The reservoir pressure specified in the model (true) is 250 bar

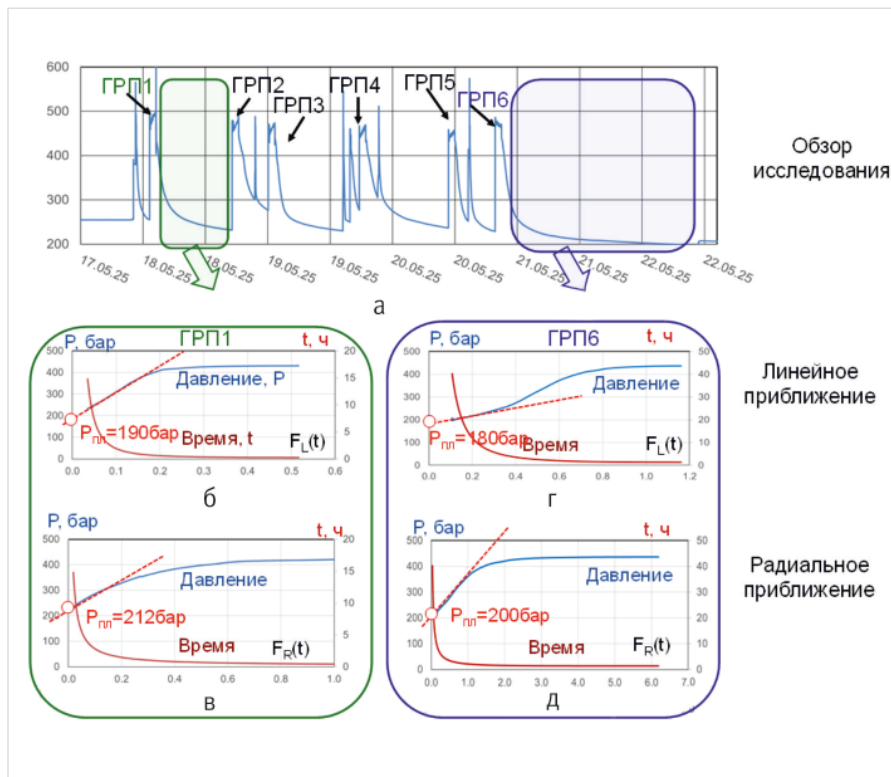


Рис. 6. Определение пластового давления по результатам мониторинга давления в стволе процессе многостадийного ГРП: а — кривая изменения давления на забое скважины от времени при последовательном проведении шести стадий ГРП₁-ГРП₆; б, в — графики изменения давления в функциональных шкалах времени для линейного $F_L(t)$ и псевдорадияльного $F_R(t)$ течения для стадии 1 (в носочной части ствола); г, д — аналогичные графики для стадии 6 (в пяточной части ствола); каждому графику сопутствует кривая с шифром «время» связывающая значения по функциональной шкале $F(t)$ (ось абсцисс) с реальным временем t в часах, прошедшем после окончания соответствующей стадии ГРП (правая ось ординат)

Fig. 6. Reservoir pressure evaluation based on pressure monitoring in the wellbore during a multi-stage hydraulic fracturing process: а — the curve of pressure change at the downhole zone vs time during the sequential execution of six fracture stages FR_1 - FR_6 ; б, в — graphs of pressure change vs superposition time scales for linear $F_L(t)$ and pseudoradial $F_R(t)$ flow for stage 1 (in the heel of the wellbore); г, д — similar graphs for stage 6 (in the toe of the wellbore); each graph is accompanied by a curve with the cipher "time" connecting the values on the superposition time scale $F(t)$ (abscissa axis) with the real time t in hours elapsed after the end of the corresponding hydraulic fracturing operation (right ordinate axis)

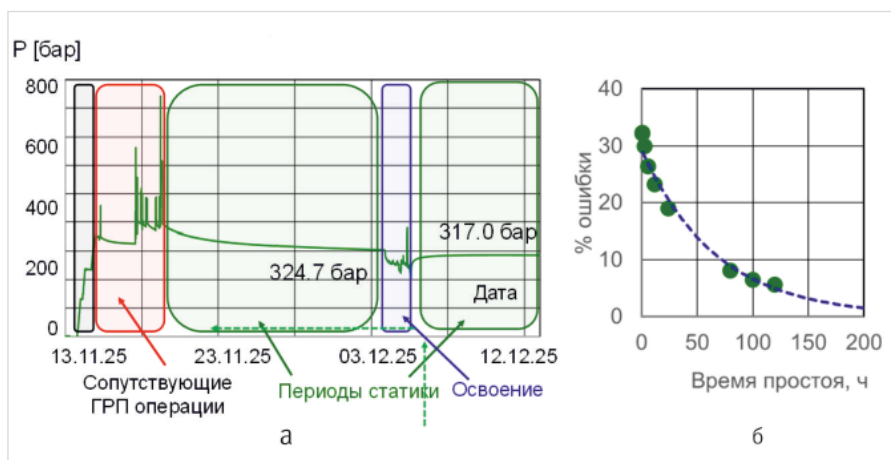


Рис. 7. Определение пластового давления по результатам мониторинга давления в стволе процессе многостадийного ГРП (пояснения в тексте): а — результаты долговременного мониторинга давления на забое; б — зависимость точности асимптотической оценки пластового давления асимптотическим методом от времени остановки скважины

Fig. 7. Reservoir pressure evaluation based on the pressure monitoring results in the wellbore during the multi-stage fracturing (see text for explanation); а — long-term pressure monitoring at the well bottom results; б — relationship of the accuracy of the asymptotic estimation of reservoir pressure vs the time of shut-in

Продолжительные периоды статики после ГРП и благоприятные условия для релаксации первоначального давления обеспечили высокую результативность определения этого параметра. Наиболее достоверными ожидаемо являются оценки по асимптоте псевдорадияльного течения. Аналогичные оценки пластового давления по асимптоте линейного течения закономерно занижены.

Следующий пример интересен тем, что после гидроразрыва в интервале одного из портов следует продолжительный период статики с регистрацией КРД, а затем цикл освоения, завершающийся аналогичным периодом (рис. 7а). Это позволило практически полностью нивелировать гидродинамическое воздействие ГРП и оценить пластовое давление (317 бар) с очень высокой точностью. Ориентируясь на данное значение в качестве опорного выполнено несколько дополнительных асимптотических оценок этого параметра по циклу КРД, отличающихся продолжительностью периода статики.

Это позволило связать достоверность оценки давления методом асимптот с длительностью периода остановки скважины (рис. 7б). Поскольку в данной скважине трещины ориентированы преимущественно вдоль ствола при расчетах учтено их гидродинамическое влияние друг на друга.

Результаты моделирования и исследований скважин не дают оснований утверждать, что точность оценки пластового давления во всех случаях кардинально повышается при использовании в методе асимптот вместо классических псевдорадияльных и линейных шкал ГДИС специальных масштабов времени (в частности, используемых при так называемом АСА анализе «Нолте»). Возможности подобной оценки при малой продолжительности измерений также ограничены.

Точные критерии пригодности результатов мониторинга давления в процессе нагнетательных тестов и ГРП для оценки пластового давления еще предстоит сформулировать. В большинстве случаев наиболее достоверными будут оценки этого параметра после замещения если в качестве рабочей жидкости выступает линейный гель.

Определение динамического пластового давления в период эксплуатации скважины

Текущее энергетическое состояние пласта невозможно воспроизвести только по результатам определения статического пластового давления. Иллюстрацией этого тезиса является схема на рисунке 8а, отображающая взаимное влияние добывающей (1) и нагнетательной (2) скважины [10]. Профиль давления P_1 отражает воздействие на пласт добывающей скважины, если влияние нагнетательной отсутствует. Профиль P_2 — результат работы нагнетательной скважины в отсутствие добывающей.

Представим сначала ситуацию, когда в течение длительного времени одновременно эксплуатируются обе скважины (в этом случае в пласте формируется квазистационарный профиль давления P_{12}). Затем добывающая скважина останавливается, а нагнетательная скважина продолжает работу. После остановки давление в добывающей скважине будет расти, стремясь приблизиться к значению P_2 . Аналогично, оставив работать добывающую скважину при остановке нагнетательной, мы увидим в последней падение давления во времени с его приближением к величине P_1 .

Таким образом, давление в длительно простаивающей нагнетательной скважине станет меньше, чем в добывающей. В этом нет противоречия, останавливая скважину на неопределенно долгий срок мы в конечном итоге определим в ней статическое давление, на величину которого данная скважина не влияет.

В этом случае утверждение, что чем больше длительность остановки скважины тем «точнее» оценка пластового давления некорректно. Выбор продолжительности исследований позволяет определить его текущее значение на определенном расстоянии от скважины. Варьируя временем остановки, можно изучить характер изменения давления по простираению пласта. Влияние исследуемой скважины доминирует в непосредственной близости от нее. С увеличением длительности остановки начинает превалировать влияние работающего окружения в дальних зонах.

Таким образом мы приходим к понятию «Динамическое пластовое давление», дополнительно учитывающее влияние на пласт работы исследуемой скважины.

С этой точки зрения динамическим (его еще иногда по следуя некоторым авторам не вполне удачно называют «мгновенным») можно называть текущее давление в любое время и в любой точке пласта, в том числе и забое действующей скважины.

Для практических целей принято определять его в некоторой области вокруг скважины. Будет это некоторое среднее значение для данной области, или величина, соответствующая определенному расстоянию от скважины, зависит от выбора способа для расчета данного параметра (рис. 8б). При этом логично опираться на конкретную практическую задачу, для решения которой нужны эти данные. Так, если результаты интерпретации ГДИС предполагается использовать для обоснования параметров глушения скважины, нужна оценка давления в призабойной зоне. Если в скважине планируется проведение мероприятий по интенсификации притока (например ГРП), характерное расстояние будет зависеть от вероятной длины трещины (рис. 8в).

Эффективность описанного подхода связана с тем, насколько достоверно по результатам измерения давления в скважине можно оценить давление в пласте на удалении от ствола. Подход к решению данной задачи поясняет схема на рисунке 9. Согласно данной схеме, профиль давления по простираению пласта сразу после остановки скважины можно определить по результатам его изменения во времени в стволе в последующий период времени.

На фрагменте «9а» данного рисунка приведены разновременные профили изменения давления P в пласте по радиусу r . Первый профиль ($P(r,0)$) соответствует моменту прекращения отбора $\Delta t = 0$, два других $P(r, \Delta t_1)$, $P(r, \Delta t_2)$ — моментам последующей остановки скважины $\Delta t_1 < \Delta t_2$. На фрагменте «9б» представлен график изменения давления в стволе остановленной скважины во времени. Данные фрагменты отражают сходство в поведении давления в пласте по его простираению и в стволе скважины во времени.

Объективный характер данного сходства иллюстрируют результаты моделирования давления в стволе скважины и вмещающем пласте, представленные на рисунке 9в. Кривая 1 на этом рисунке — это рассчитанный на модели профиль изменения давления по простираению пласта в момент остановки

скважины. Кривые 2 и 3 — аналогичные профили, основой расчета которых является модельная кривая изменения давления во времени в стволе остановленной скважины. При расчете давления на расстоянии r от оси скважины ставится в соответствие значение этого параметра в стволе по прошествии времени Δt после ее остановки. При этом значения r и Δt связаны соотношениями

$r = \sqrt{\pi \chi \Delta t}$ и $r = 1,5 \sqrt{\chi \Delta t}$, где χ — пьезопроводность пласта. Данные формулы широко используются на практике для оценки радиуса гидродинамического влияния стабильно работающей скважины [1, 3, 6, 7, 11 и др.].

Таким образом по так называемой «недовосстановленной» КВД можно воспроизвести профиль пластового давления по радиусу. Область пласта, охваченная данным прогнозом,

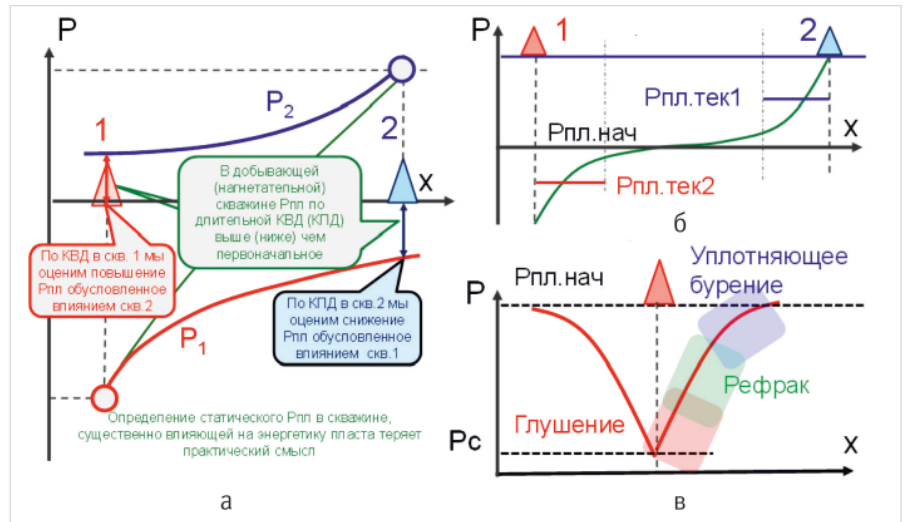


Рис. 8. Оценка текущего пластового давления в условиях взаимовлияния скважин: а — информативность оценки статического давления; б — среднее давления в околоскважинной области заданного размера, как характеристика текущего динамического давления; в — использование информации о текущем динамическом давлении при планировании геолого-технологических мероприятий

Fig. 8. Estimation of the current reservoir pressure in case of well interference: а — static pressure estimation effectiveness; б — average pressure in the near-well area of a given size as a characteristic of the current dynamic pressure; в — use of information about the current dynamic pressure for production enhancement operations

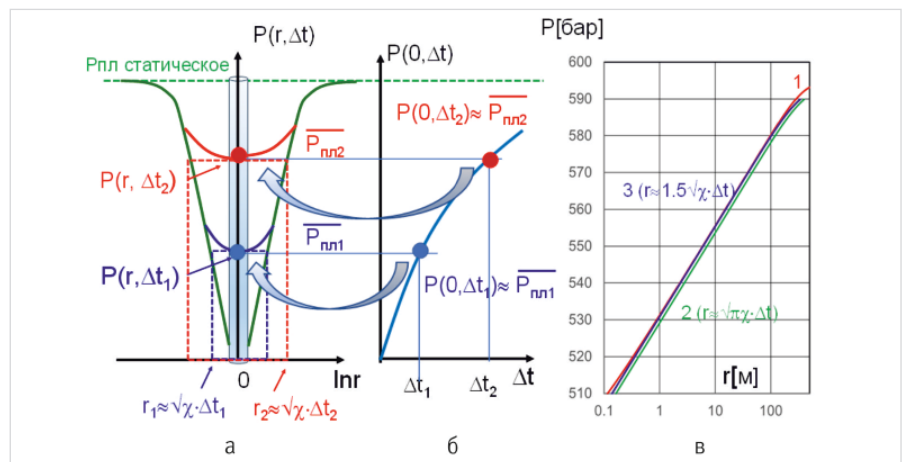


Рис. 9. Принцип определения динамического давления в пласте по результатам ГДИС: а — $P(r,0)$ профиль изменения давления по простираению пласта в момент закрытия скважины, $P(r, \Delta t_1)$, $P(r, \Delta t_2)$ разновременные профили, отличающиеся временем после закрытия $\Delta t_1 < \Delta t_2$; б — кривая изменения давления в остановленной скважине во времени (КВД) $P(0, \Delta t)$; в — 1 — график изменения давления по радиусу на момент остановки скважины Δt , 2, 3 — аналогичные графики, рассчитанные по кривой изменения давления во времени в остановленной скважине, при расчете давление по прошествии времени Δt после остановки ставится в соответствие значению радиуса, определяемого по формулам $r = \sqrt{\pi \chi \Delta t}$, $r = 1,5 \sqrt{\chi \Delta t}$; χ — пьезопроводность пласта

Fig. 9. The principle of dynamic pressure in the reservoir evaluation based on the results of the PTA: а — $P(r,0)$ profile of pressure change along the reservoir at the time of well shut-in, $P(r, \Delta t_1)$, $P(r, \Delta t_2)$ different time profiles, differing in time after well shut-in $\Delta t_1 < \Delta t_2$; б — pressure change curve in a shut-in well over time (pressure build-up curve) $P(0, \Delta t)$; в — 1 — pressure change graph along the reservoir at the time of the well shut-in Δt , 2, 3 — similar graphs calculated from the pressure change curve over time in a shut-in well, when calculating the pressure after the time Δt after well shut-in is adjusted to the value of the radius determined by the formulas $r = \sqrt{\pi \chi \Delta t}$, $r = 1,5 \sqrt{\chi \Delta t}$; χ — reservoir diffusivity

зависит от того, насколько длительной была остановка скважины.

В рамках наиболее простых моделей такая задача может быть решена и по результатам мониторинга давления в процессе запуска скважины (КСД), как, в частности, при анализе динамики падения производительности скважин (Decline Analyse) на основе модели ограниченной залежи [4, 9, 16, 17, 18 и др.]. Но и тогда периодические остановки скважины в процессе мониторинга необходимы, для снятия неопределенностей при интерпретации результатов измерений, например в связи с сходным влиянием на результаты гидродинамических исследований пластового давления и скин-фактора [9].

В любом случае подобные расчеты носят оценочный характер.

Задачи дальнейших исследований

Однако пока подобные оценки обоснованы лишь для самого простого случая, когда анализируется релаксация давления после замещения и мини-ГРП без пропанта.

Исследования поведения давления в процессе основного ГРП авторы в рамках текущего этапа работ практически не касались.

А ведь этот случай наиболее интересен для анализа. С одной стороны, он наиболее сложный, поскольку условия фильтрации в пористой среде кардинально отличаются от классических для ГДИС. В трещину при ГРП попадает гель аномально высокой вязкости и подвижности, в пласт же фильтруется маловязкий фильтрат. При этом проводимость трещины в момент закачки фильтрата с гелем аномально высока, а затем резко снижается.

С одной стороны это существенно усложняет характер поведения давления, но с другой, благодаря снижению проводимости трещины в период ее формирования, провоцирует более раннее возникновение наиболее информативного для ГДИС режима течения с псевдоразной симметрией линий тока.

Этот вывод подтверждают одиночные численные эксперименты, выполненные для данного случая.

Но все-таки наибольшую практическую значимость имеет прогноз по результатам ГДИС возможных локальных аномалий пластового давления для прогноза возможных рисков аварий при бурении и освоении соседних скважин.

Еще одной актуальной задачей, для решения которой необходимо детальное изучение сопутствующих ГРП процессов в скважине и пласте является определение информативности гидродинамических исследований при оценке фильтрационных свойств коллектора.

Хотя формально такая возможность давно декларируется в публикациях многих исследователей, а алгоритмы расчета проницаемости и производных параметров реализованы в большом числе известных программных продуктов для моделирования протекающих при ГРП процессов, достоверность и границы применимости подобных оценок пока находятся под большим вопросом.

Итоги

Показана высокая информативность ГДИС при мониторинге динамики энергетического состояния продуктивного пласта. Основным итогом выполненной работы является обоснование тесной связи подхода к определению пластового давления и результативности его количественной оценки с условиями проведения измерений в скважине и типа

практической задачи, решаемой при гидродинамических исследованиях: прогноза возможных рисков аварий при бурении и освоении соседних скважин или выявления причин снижения добычи.

Выводы

Результаты выполненных исследований позволяют расширить возможности гидродинамических исследований скважин низкопроницаемых коллекторов при оценке энергетического состояния продуктивного пласта на различных этапах его эксплуатации.

Литература

1. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Томск: Томский политехнический университет, 2011. 200 с.
2. Асалузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Ильясов А.М. и др. Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 41–45.
3. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 496 с.
4. Гуляев Д.Н., Асланян А.М., Кибирев А.В. и др. Дековолюционное пластовое давление как основа современных программ мониторинга пластового давления, снижающая потери добычи углеводородов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025. № 10. С. 39–48.
5. Деева Т.А., Камартинов М.Р., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В., Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных. Томск: ЦППС ИД ТПУ, 2009. 241с.
6. Зыков А.С., Ридель А.А., Колесников М.В., Гарифуллина Р.А., Первалова С.А. Комплексный анализ данных гидродинамических исследований скважин, проблемы и решения при интерпретации исследований на нефтяных оторочках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. № 2. С. 141–158.
7. Ишкин Д.З., Муллагаллин И.З., Нигаметьянова Г.А., Салимгареева Э.М. Оценка зоны дренирования скважины и эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемом коллекторе по данным анализа мини-гидроразрыва пласта в уплотняющих горизонтальных скважинах с многостадийным гидравлическим разрывом // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. № 2. С. 175–185.
8. Кадет В.В., Дмитриев В.Н. Подземная гидромеханика. М.: Академия, 2014. 250 с.
9. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
10. Куштанова Г.Г. Обработка кривой восстановления давления с учетом притока // Нефтегазовое дело. 2006. № 1. С. 1–5. URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Kushtanova/Kushtanova_1.pdf (дата обращения: 14.04.2026)
11. Матриков А.В. Интерпретация нагнетательных тестов с помощью анализа мини-ГРП // Форум молодых ученых. 2018. № 12. С. 235–241.
12. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
13. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика. Ижевск: НИЦ, 2001. 736 с.
14. Эйдинов Д.А. tNavigator – гидродинамический симулятор нового поколения // Науки о земле. 2015. № 4. С. 62–69.
15. Lulu Liao, Gensheng Li, Yu Liang, Yijin Zeng. Diagnostic fracture injection tests analysis and numerical simulation in montney shale formation. Energies, 2022, Vol. 15, issue 23, Art. 9094. (In Eng).
16. Nolte K.G., Determination of fracture properties from fracturing pressure decline. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, 23–26 September. SPE-8341-MS, 1979. (In Eng).
17. Marhaendrajana T., Blassingame T.A. Decline curve analysis using evaluation of well performance behavior in a multi well reservoir system. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 September–3 October. SPE-71517-MS. (In Eng).
18. Shaker H., Kattab M. Evaluating unconventional reservoir based on DFIT analysis, actual field cases. Journal of University of Shanghai for Science and Technology, 2022, Vol. 24, issue 8, P. 36–49. (In Eng).
19. Wang Z, Malone A., King M.J. Quantitative production analysis and EUR prediction from unconventional reservoirs using a data-driven drainage volume formulation. ECMOR XVI 2018 – 16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery 3–6 September 2018, Barcelona, Spain, 36 p. (In Eng).
20. McClure M., Jung H., Cramer D., Sharma M.M. The fracture-compliance method for picking closure pressure from diagnostic fracture-injection tests. SPE Journal, 2016, Vol. 21, issue 4, P. 1321–1339. (In Eng).
21. Никонорова А.Н., Бахмутов А.В., Кременецкий М.И. Повышение информативности гидродинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта. Геомодель 2025. М.: Геомодель Развитие, 2025. С. 267–272.
22. 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.
23. 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.

Results

High effectiveness of PTA is shown for monitoring the reservoir pressure dynamics. The main result of the work performed is the close connection validation of reservoir pressure evaluation and its quantitative effectiveness on the conditions of measurements in the well for the practical task solved during pressure transient analysis: forecasting possible risks of accidents during drilling

and completion of offset wells or identifying the reasons for well production decline. .

Conclusions

The results of the performed studies allow expanding the informativeness of PTA in tight formations for reservoir pressure assessment at various stages of well production.

References

- Arbuzov V.N. Operation of oil and gas wells. Tomsk: National Research Tomsk Polytechnic University, 2011, 200 p. (In Russ).
- Asalhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Ilyasov A.M. et al. Pressure fall-off analysis after test injections during hydraulic fracturing. Oil Industry, 2016, issue 11, P. 41–45. (In Russ).
- Basniev K.S. Dmitriev N.M., Kanevskaya R.D., Maksimov V.M. Underground hydromechanics. Izhevsk: Institute of Computer Research, 2005, 496 p. (In Russ).
- Gulyaev D.N., Aslanyan A.M., Kibirev A.V. et al. Deconvolution formation pressure as the basis of the modern pressure survey program reducing production deferment. PRONEFT. Professionally about oil, 2025, issue 10, P. 39–48. (In Russ).
- Deeva T.A., Kamartdinov M.R., Kulagina T.E., Mangazeev P.V. Hydrodynamic well testing: analysis and Interpretation of data. Tomsk: TsPPS ID TPU, 2009, 241p. (In Russ).
- Zykov A.S., Ridel A.A., Kolesnikov M.V., Garifullina R.A., Perevalova S.A. Complex analysis and solutions of well testing problems on oil rims. Actual Problems of Oil and Gas, 2023, issue 2, P. 141–158. (In Russ).
- Ishkin D.Z., Mullagalin I.Z., Nigametyanova G.A., Salimgareeva E.M. Estimation of well drainage radius and reservoir pressure maintenance system efficiency in a tight reservoir by the data obtained by minifrac in the offset horizontal wells with multistage. Actual Problems of Oil and Gas, 2022, issue 2, P. 175–185. (In Russ).
- Kadet V.V., Dmitriev V.N. Underground Hydromechanics. Moscow: Akademiya, 2014, 250 p. (In Russ).
- Kremeneckij 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).
- Kushtanova G.G. Processing the pressure recovery curve taking into account inflow. Petroleum engineering, 2006, issue 1, P. 1–5. URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Kushtanova/Kushtanova_1.pdf (accessed: 14.04.2026) (In Russ).
- Mastrikov A.V. Interpretation of injection tests through an analysis of mini-frac. Young scientists forum, 2018, issue 12, P. 235–241. (In Russ).
- Mishchenko I.T. Well-head Oil Extraction. Moscow: Oil and Gas of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 816 p. (In Russ).
- Shchelkachev V.N. Underground hydraulics. Izhevsk: NIC, 2001, 736 p. (In Russ).
- Ehjdinov D.A. tNavigator – hydrodynamic simulation of a new generation. Earth Sciences, 2015, issue 7, P. 62–69.
- Lulu Liao, Gensheng Li, Yu Liang, Yijin Zeng. Diagnostic fracture injection tests analysis and numerical simulation in montney shale formation. Energies, 2022, Vol. 15, issue 23, Art. 9094. (In Eng).
- Nolte K.G., Determination of fracture properties from fracturing pressure decline. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, 23–26 September. SPE-8341-MS, 1979. (In Eng).
- Marhaendrajana T., Blassingame T.A. Decline curve analysis using evaluation of well performance behavior in a multi well reservoir system. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 September–3 October. SPE-71517-MS. (In Eng).
- Shaker H., Kattab M. Evaluating unconventional reservoir based on DFIT analysis, actual field cases. Journal of University of Shanghai for Science and Technology, 2022, Vol. 24, issue 8, P. 36–49. (In Eng).
- Wang Z, Malone A., King M.J. Quantitative production analysis and EUR prediction from unconventional reservoirs using a data-driven drainage volume formulation. ECMOR XVI 2018 – 16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery 3–6 September 2018, Barcelona, Spain, 36 p. (In Eng).
- McClure M., Jung H., Cramer D., Sharma M.M. The fracture-compliance method for picking closure pressure from diagnostic fracture-injection tests. SPE Journal, 2016, Vol. 21, issue 4, P. 1321–1339. (In Eng).
- Nikonorova A.N., Bakhmutov A.V., Kremenetsky M.I. Increasing the information content of hydrodynamic studies of wells in low-permeability reservoirs in horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing. Geomodel 2025. Moscow: Geomodel Razvitie, 2025, P. 267–272. (In Russ).
- Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Bakhmutov 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).
- Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Voron K.A., Gulyaev 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).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ворон Кира Андреевна, аспирант, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Гуляев Данила Николаевич, к.т.н., доцент кафедры геофизических информационных систем, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Кременецкий Михаил Израилевич, д.т.н., профессор кафедры геофизических информационных систем, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет)

им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Для контактов: kremenetskiymi@gmail.com

Кушничук Светлана Наильевна, руководитель проекта, ООО «Инженерно-технологический сервис», Тюмень, Россия

Никонорова Анастасия Николаевна, ассистент, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Ридель Александр Александрович, эксперт, ООО «Инженерно-технологический сервис», Тюмень, Россия

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рузанова Анна Александровна, аспирант,
Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) им. И.М.
Губкина, Москва, Россия

Тухбатова Аделия Айратовна, руководитель направления,
ООО «Инженерно-технологический сервис», Тюмень, Россия

Юрков Иван Сергеевич, начальник управления,
ООО «Инженерно-технологический сервис», Тюмень, Россия

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Voron Kira Andreevna, postgraduate student,
Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia

Gulyaev Danila Nikolaevich, ph.d. of engineering sciences,
associate professor of the Department of geophysical information
systems, Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University),
Moscow, Russia

Kremenetsky Mikhail Izrailevich, ph.d. of engineering sciences,
professor of the Department of geophysical information systems,
Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University), Moscow, Russia
Corresponding author: kremenetskiymi@gmail.com

Kushnirchuk Svetlana Nikolaevna, project manager,
“Engineering and technology Service” LLC,
Tyumen, Russia

Nikonorova Anastasia Nikolaevna, assistant,
Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University), Moscow, Russia

Ridel Alexander Alexandrovich, expert,
“Engineering and technology service” LLC, Tyumen, Russia

Ruzanova Anna Alexandrovna, postgraduate student,
Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University), Moscow, Russia

Tukhbatova Adeliya Airatovna, head of department,
“Engineering and technology service” LLC,
Tyumen, Russia

Yurkov Ivan Sergeevich, head of department,
“Engineering and technology service” LLC,
Tyumen, Russia

IV Форум «Арктика-Регионы» 13 – 14 августа 2026 Архангельск



ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

25+ деловых мероприятий
260+ спикеров
16+ пресс-подходов
10+ соглашений

УЧАСТНИКИ ФОРУМА

1500+ участников
45+ регионов России
250+ VIP-персон

ВЫСТАВОЧНАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ

- Стенд Правительства Архангельской области
- Презентация проектов и демонстрация продукции
- Уличная экспозиция
- Экспозиция специальной техники и транспорта



arcticports.ru



Правительство
Архангельской
области



АГЕНТСТВО
РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ

