

Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения

Никонорова А.Н.^{1,2}, Ворон К.А.¹, Кременецкий М.И.^{1,2}, Борисов В.В.¹, Бахмутов А.В.¹, Воронин Д.А.², Лазуткин Д.М.³

¹Группа компаний ПАО «Газпромнефть», Санкт-Петербург, Россия;

²Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия; ³ПАО «Росатом. Нефтегазовые технологии», Москва, Россия
Kremenetskiy.MI@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация

В статье рассматривается проблема повышения информативности гидродинамических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, вскрывающих коллектора аномально низкой проницаемости. Технология исследований включает долговременный мониторинг давления на забое при периодическом изменении режима работы скважины, включая ее остановки. Интерпретация результатов предусматривает анализ динамики давления в периоды раннего линейного течения и раннего истощения. Анализ основан на определении инвариантных параметров, величина которых определяется фильтрационными свойствами коллектора и характеристиками вскрывающих его трещин, по которым оценивается возможность увеличения продуктивности.

Материалы и методы

Численное моделирование динамики давления и дебита, использованное для оценки информативности ГДИС, выполнено в программе tNavigator (разработка компании «Рок Флоу Динамикс»). Для измерений давления и расхода в эксплуатационных скважинах применены глубинные манометры, телеметрия на электроцентробежных насосах и замеры автоматизированной групповой замерной установки. Для визуализации и интерпретации

результатов ГДИС использовалась программа Saphir фирмы KAPPA Engineering.

Ключевые слова

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

Для цитирования

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 DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

Поступила в редакцию: 06.09.2024

GEOPHYSICS

UDC 550.832.9:622.234.573 | Original Paper

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

Nikonorova A.N.^{1,2}, Voron K.A.¹, Kremenetsky M.I.^{1,2}, Borisov V.V.¹, Bakhmutov A.V.¹, Voronin D.A.², Lazutkin D.M.³

¹“Gazprom Neft” Group of Companies JSC, Saint-Peterburg, Russia; ²National university of oil and gas “Gubkin University”, Moscow, Russia;

³“Rosatom oil and gas technologies” JSC, Moscow, Russia

Kremenetskiy.MI@gazpromneft-ntc.ru

Abstract

The article addresses the pressure transient analysis issues of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing, penetrating reservoirs with abnormally low permeability. The study technology includes long-term bottomhole pressure monitoring during well production with periodically changes of well production targets and well shut-in. The interpretation of the results involves analyzing the pressure dynamics during early linear flow and early depletion. The analysis is based on the determination of complex invariant parameters depending on reservoir properties and fracture characteristics to reveal the potential of productivity increase.

Materials and methods

Numerical modeling of pressure and rate changes was performed to assess the informative value of pressure transient analyses. It was carried out on the t-Navigator software (developed by Rock Flow Dynamics). Downhole pressure gauges, electric submersible pump telemetry and wellhead testing gas separator were used for pressure and flow rate measurements in production wells. The Saphir software by

KAPPA Engineering was used for the visualization and interpretation of drawdown and buildup tests.

Keywords

horizontal well, multi-stage hydraulic fracturing, pressure transient analysis, low permeability reservoir

For citation

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). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

Received: 06.09.2024

Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТРИЗ) относится к одному из ключевых направлений развития нефтегазовой отрасли и имеет ряд проблем и осложнений. Неблагоприятные условия добычи нефти и газа из подобных объектов связаны прежде всего с аномально низкой проницаемостью коллектора [4, 6, 8, 11]. Разработка ТРИЗ осуществляется в основном горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), отличающимся высокой плотностью стадий ГРП, что снижает информативность гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Это связано с низкой эффективностью традиционных ГДИС, которые предусматривают периодические изменения дебита или остановку скважины. Необходимое для таких методов время проведения измерений слишком велико, что делает их практически нереализуемыми.

В этих условиях приемлемую результативность ГДИС может обеспечить непрерывный мониторинг давления на забое с момента запуска скважины в эксплуатацию [1, 7, 9]. Но даже тогда стандартные подходы к интерпретации результатов измерений редко удовлетворяют требованиям промысла к точности оценки фильтрационных свойств и характеристик качества вскрытия коллектора. Это преимущественно связано с высокой вероятностью изменения перечисленных параметров во времени.

Решение данной проблемы видится в использовании технологии исследований скважины, предполагающих периодическое изменение режима ее работы, включая остановки [7, 9, 10]. Основной проблемой использования подобных технологий является ограниченная условиями промысла длительность отдельных периодов. Она в условиях низкой проницаемости коллектора оказывается недостаточной для оценки полного спектра гидродинамических параметров пласта. Это смещает акценты при интерпретации ГДИС в сторону диагностики режимов течения, характерных для малой продолжительности работы скважины.

Задачей интерпретации является определение наряду с традиционными гидродинамическими параметрами базовых комплексных инвариантов, отражающих эффективность качества вскрытия коллектора и динамику изменения состояния скважины и пласта во времени [2, 3]. Производственная ценность получаемых результатов видится прежде всего в возможности оценки эффективности применяемой конструкции и технологии стимуляции в конкретных

условиях исследуемой скважины. Это позволяет не только проанализировать текущие результаты, но и прогнозировать дальнейшую динамику добычи, оптимизируя процессы разработки и повышая общую производительность месторождения.

Особенности объекта исследований

В работе представлен анализ возможностей ГДИС в аномально низкопроницаемом коллекторе юрского возраста, расположенном в Западной Сибири.

Данные породы относят к нетрадиционным порово-трещинным коллекторам. Их литолого-емкостная модель представляется чередованием нескольких литотипов с контрастными свойствами (рис. 1а).

Для рассматриваемых пород характерны ярко выраженная слоистость, ухудшенные коллекторские свойства, литологическая неоднородность, высокая насыщенность органическим веществом и нефтью, неравномерное распределение органического вещества и нефти. Определяющим среди перечисленных факторов снижения информативности ГДИС является низкая проницаемость коллектора, так как именно это свойство пласта является ключевым для фильтрации флюида. Также интерпретация исследований осложнена применяемыми технологиями кластерного гидроразрыва пласта (ГРП) на объекте и значительным притоком газа в скважины.

Особенности разработки коллектора на анализируемом месторождении.

Специфика условий проведения исследований добывающих скважин

Разработка месторождения осуществляется традиционным способом для пластов с низкой проницаемостью — горизонтальным бурением с заканчиванием многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Для увеличения охвата и повышения продуктивности скважин используют кластерный многостадийный ГРП, представляющий собой инициацию одновременно нескольких трещин в нескольких интервалах перфорации за одну стадию ГРП. Стоит отметить, что суммарно в скважине может быть инициировано более 100 трещин ГРП, расположенных друг от друга на расстоянии порядка 10–15 метров.

На рисунке 1б приведена схема расположения анализируемых скважин на подложке начальных нефтенасыщенных толщин, диапазон которых варьируется от 15 до 30 метров. На всех скважинах происходит рост газового фактора в процессе эксплуатации. Среднее газосодержание на объекте около 200 м³/т,

в некоторых скважинах наблюдается его рост до 3 000 м³/т через несколько лет.

На рисунке 2 приведена схема работы одной из скважин.

Основные задачи гидродинамических исследований добывающих горизонтальных скважин с кластерным многостадийным ГРП

Основной задачей разработки низкопроницаемых коллекторов является необходимость максимального вовлечения объема коллектора в работу, поскольку сам коллектор обладает значительно ухудшенными ФЕС. Ключевой проблематикой является неоднородность пласта и часто неполный охват коллектора системой трещин, связанный с недостижением некоторыми из трещин проектной длины и неравномерным по стволу ухудшением проводимости трещин во времени. Кроме того, для таких коллекторов типична сложная конструкция скважин: как правило, речь идет о протяженных горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта. На данный момент технологии гидроразрыва активно развиваются. Так, на ряде месторождений применяется кластерное ГРП, при котором на одну стадию приходится создание нескольких трещин, расположенных сравнительно близко друг к другу. Вопрос анализа информативности гидродинамических исследований в условиях сложных технологий ГРП, в том числе и кластерного, также является одной из задач, стоящих перед авторами.

Основными задачами гидродинамических исследований в рассматриваемых условиях являются оценка фильтрационных свойств продуктивного пласта, максимально достижимого дебита при разработке пласта, контроль динамики производительности скважин, анализ рисков ее снижения вследствие ухудшения проводящих свойств трещин, обоснование потенциала увеличения дебитов, связанного с возможной корректировкой режима работы скважин, обоснование точечных рекомендаций по очистке трещин и повторных гидроразрывов пластов, а также заключение об эффективности применяемой конструкции и выполняемой стимуляции скважин.

При решении перечисленных задач ГДИС вряд ли могут претендовать на оценку индивидуальных проводящих возможностей каждого кластера, тем более отдельной трещины. В силу своей специфики их возможности ограничены определением осредненных по стволу или в локальных макроинтервалах инвариантных характеристик системы

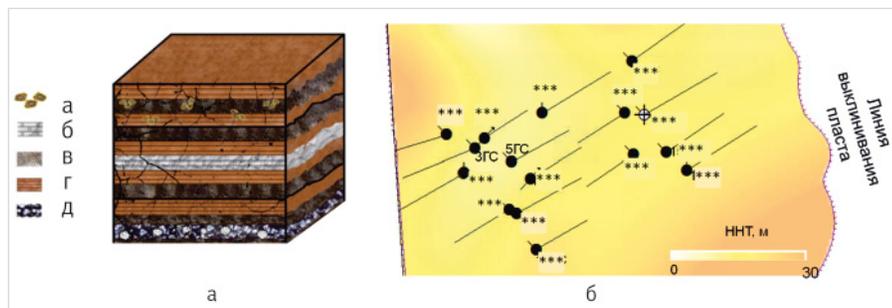


Рис. 1. Общая характеристика объекта исследований: а — упрощенная литолого-емкостная модель коллектора (а — пирит; б — карбонаты; в — кремнезем; з — глины; д — радиолариты); б — карта начальных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта

Fig. 1. Main features of the oil field: a — simplified lithological-capacitive reservoir model (a — pyrite; b — carbonates; v — silica; z — clays; d — radiolarites); б — initial net pay map of the oil-saturated reservoir

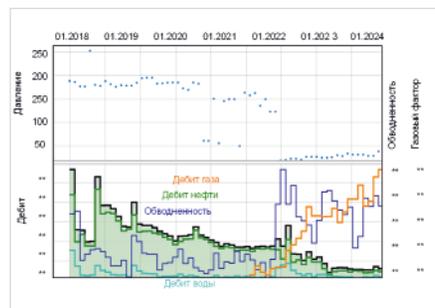


Рис. 2. История работы скважины 1ГС

Fig. 2. The production history of well 1GS

«скважина–пласт»: работающей длины ствола, проницаемости коллектора, площадей поверхности и длин трещин.

Задачу детальной оценки неоднородности вскрытия и дренирования пласта ствола призваны решать ПГИ, основная роль которых состоит в изучении и количественной оценке динамики профиля притока по длине ствола.

Для того чтобы комплекс исследований скважин мог стать действенной основой контроля разработки подобных сложных

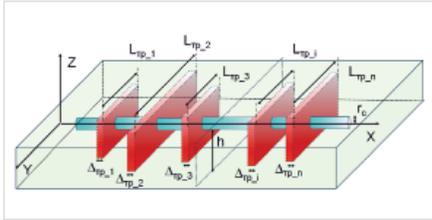


Рис. 3. Модель горизонтального ствола, вскрытого многостадийным ГРП (схема): h – толщина пласта, $L_{fp,i}$, $\Delta_{fp,i}$ – длина и ширина трещин ГРП, r_c – радиус скважины

Fig. 3. Multistage hydraulic fracturing wellbore diagram: h – layer thickness, $L_{fp,i}$, $\Delta_{fp,i}$ – fracture length and width, r_c – well radius

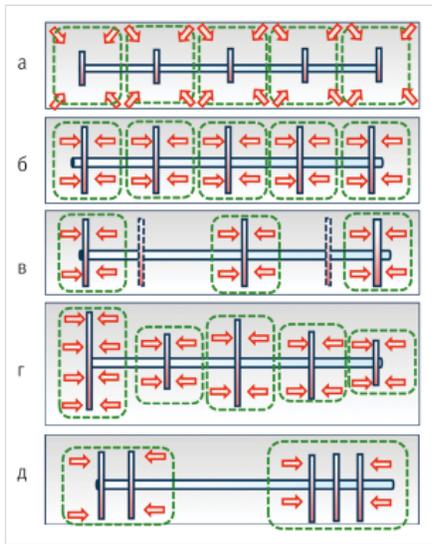


Рис. 4. Модели ГДИС при вскрытии пласта горизонтальной скважины с многостадийным ГРП: а, б – классическая модель с равномерным расположением по стволу трещин одинакового размера (а – расстояние между трещинами существенно больше их длины, б – расстояние между трещинами и их длина сравнимы); в – неравномерное расположение трещин по длине ствола; з – имеются существенные различия в размерах трещин; д – «кластерное» расположение трещин

Fig. 4. Well models for drawdown test of a horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing: а, б – classical model with uniform distance between fractures (а – the distance between fractures is significantly greater than the length of fractures, б – the distance between fractures and their length are comparable); в – uneven arrangement of fractures along the wellbore; з – significant differences in fractures length; д – “cluster” arrangement of fractures

объектов, необходимы новые подходы и решения как в области технологии проведения исследований скважин, так и в интерпретации получаемых результатов.

Модель как основа разработки и практического применения методов исследования скважины и пласта

Основой количественной интерпретации результатов исследований скважин является моделирование. Для функционирования современных моделей ГДИС разрабатываются сложные многофункциональные программные продукты, которые непрерывно совершенствуются. Уже сейчас они способны воспроизвести широкий спектр эффектов, определяющих поведение гидродинамических параметров в скважине и пласте. Однако авторы хотели бы предостеречь потенциальных пользователей о высоких рисках неправомерного использования модели в качестве универсального средства интерпретации, на чем иногда необоснованно настаивают недобросовестные авторы и исполнители коммерческих проектов. Даже самая сложная модель не способна однозначно решить обратную задачу.

Основная роль моделирования, по убеждению авторов, состоит в проведении численных экспериментов для обоснования технологии проведения исследований скважин и интерпретации полученных результатов, а также оценки точности определения по результатам исследования параметров скважины и пласта в конкретных условиях проведения измерений. С этой точки зрения результаты расчетов приобретают реальную практическую значимость, если на их основе можно предложить простой и наглядный способ экспрессной интерпретации для решения практической задачи.

В рамках представленной публикации авторы ограничились представлением системы «скважина–пласт» следующей моделью (рис. 3).

Работающий пласт-коллектор представляет собой неограниченный по простиранию, неоднородный по фильтрационным свойствам слой во вмещающем непроницаемом массиве горных пород. Границы пласта – плоские горизонтальные поверхности.

Скважина – вертикальный цилиндрический канал с круговым осевым сечением.

Трещины – ортогональные к стволу вертикальные полости аномально высокой проницаемости с прямоугольным осевым сечением полудлины. Трещины расположены симметрично около оси скважины, полностью

вскрывают пласт по высоте и имеют произвольные длину и расположение вдоль оси скважины.

Пласт произвольно разделен вертикальными поверхностями на области, отличающиеся проницаемостью, таким образом две соседние трещины могут находиться в пределах однородной толщ коллектора, а могут дренировать области к существенно отличной друг от друга проницаемости.

Гидродинамическая связь скважины с пластом возможна как через поверхности ствола, так и трещин.

Возможен учет дополнительных фильтрационных сопротивлений в прискважинной зоне пласта с радиальной или линейной симметрией.

Численные расчеты выполнены с помощью программного комплекса «Т-Навигатор» (разработка компании «Рок Флоу Динамикс»). В 2017 году данный комплекс был включен в реестр отечественного программного обеспечения Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации.

Секторная модель «скважина – пласт с трещиной ГРП» реализована на неравномерной конечно-разностной сетке с локальным измельчением ячеек в полости трещины и околоскважинной области. Были также выполнены дублирующие расчеты при описании трещины специализированными средствами названного программного комплекса FRACTURE_TEMPLATE и FRACTURE_SPECS.

Классическая модель ГДИС для горизонтальной скважины с многостадийным ГРП

Классическая модель дренирования пласта-коллектора горизонтальной скважины с многостадийным ГРП предполагает, что пласт однороден по фильтрационным свойствам, его границы горизонтальны, трещины имеют одинаковую длину, равномерно распределены по стволу и полностью вскрывают толщину коллектора. Поведение давления во времени существенно зависит от соотношения длин трещин и их расстояния друг от друга.

Если расстояние между трещинами много (во много раз) больше их длины (рис. 5а), по результатам ГДИС после снижения влияния послепритока диагностируются режимы течения, отражающие локальные притоки к каждой трещине: сначала с линейной (1), затем с псевдорadiaльной симметрией (2). По прошествии времени воронки депрессии

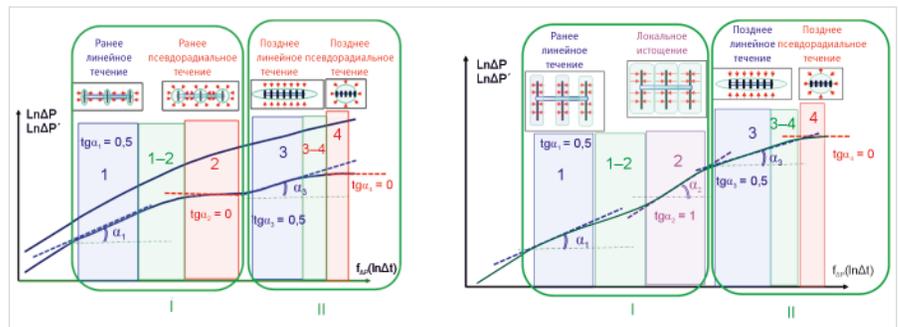


Рис. 5. Log-log диагностические графики ГДИС при вскрытии пласта горизонтальным стволом с множественным ГРП при расстоянии между трещинами: а – много больше их длины; б – сравнимом с длиной

Fig. 5. Log-log diagnostic plots for a drawdown test of horizontal well with multiple hydraulic fractures when the distance between fractures: а – much greater than their length; б – comparable to their length

вокруг трещин смыкаются, и формируются режимы течения, отражающие приток к стволу (как к единому объекту) — сначала линейный (3), а потом псевдорadiaльный (4), характеризующий дальнюю зону фильтрации на значительном удалении от скважины. На логарифмической производной перечисленным режимам соответствуют линейные асимптоты с углами наклона «0,5», «0», «0,5» и «0». Раннему (2) и позднему (4) псевдорadiaльным режимам течения предшествуют переходные режимы (1–2) и (3–4) с ярко выраженной эллиптической симметрией (рис. 5а).

При снижении расстояния между трещинами формированию линий тока с ранней радиальной симметрией препятствует усиление взаимовлияния трещин (рис. 5б). Если расстояние сравнимо или меньше длины трещин в начале периода взаимовлияния, наблюдается режим раннего истощения. Его особенностью является преимущественная выработка коллектора в области между трещинами. В остальном поведение давления (рис. 5б) аналогично только что рассмотренному.

На каждом из фрагментов рисунка 5 выделены две области. Область I включает в себя три ранних режима течения в скважине. Область II характеризует поздние режимы течения. Данное зонирование подтверждается результатами статистики исследований ГДИС в эксплуатационных скважинах. Оно отражает факт, что в большинстве скважин наблюдаются только ранние режимы течения. Это связано с тем, что в коллекторе с аномально низкой проницаемостью все процессы течения происходят чрезвычайно медленно, и исследования должны быть очень длительными.

В условиях реальной скважины характер дренирования пласта может быть более сложным. Это в первую очередь связано с отличиями друг от друга длин трещин и с их неравномерным распределением по стволу, осложненным неудачной проводкой отдельных трещин (рис. 4 в, г). Данные отличия могут быть наиболее контрастными при «кластерном» расположении трещин — при локализации нескольких трещин в пределах одного порта (рис. 4д).

Усложняются в этом случае результаты Log-log диагностики. Но в области ранних режимов, описываемых на рисунках 4 и 5,

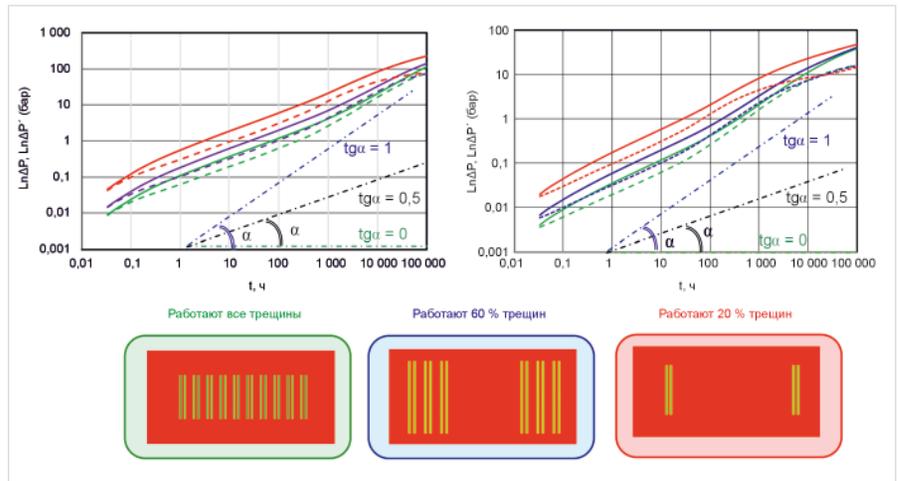


Рис. 6. Результаты моделирования давления при кластерном ГРП в горизонтальном стволе длиной 300 м при проницаемости пласта: а — 0,01 мД и б — 0,001 мД; количество кластеров 10, число трещин в каждом кластере 2, расстояние между трещинами в кластере 10 м, кластеры равномерно распределены по стволу. Кривые отличаются количеством работающих кластеров (зеленым — 100 %, синим — 60 %, красным — 20 %, схемы в нижней части рисунка иллюстрируют расположение работающих кластеров трещин)

Fig. 6. Drawdown test modeling results, cluster hydraulic fracturing in a horizontal well 300 m with a formation permeability of 0,01 md — а and 0,001 md — б; the number of clusters is 10, the number of fractures in each cluster is 2, the distance between fractures in a cluster is 10 m, the clusters are uniformly distributed along the wellbore. The curves are differed by the share of producing clusters (green line — 100 %, blue — 60 %, red — 20 %, the diagrams in the lower part of the figure illustrate the location of the producing clusters of fractures)

закономерности поведения давления сохраняются.

Иллюстрацией данного утверждения являются результаты моделирования, выполненные в горизонтальном стволе с 10 кластерами ГРП, каждый из кластеров включает две продольные трещины (рис. 6).

Результаты расчетов на модели подтверждают, что в диапазоне времен, типичных для периодов измерений при ГДИС (от часов до сотен часов), при низкой проницаемости коллектора преобладает течение с линейной симметрией. Со временем начинает проявляться раннее истощение, связанное с взаимовлиянием кластеров (рис. 6а). С увеличением проницаемости (рис. 6б) это происходит существенно раньше. Раннее

истощение наблюдается также в начале периода исследований, причем чем рельефнее, тем больше проницаемость пласта. Это эффект взаимовлияния трещин в кластере.

Анализ результатов ГДИС при ранних режимах течения позволяет предложить принципиально новый подход к технологии получения результатов исследований и методике интерпретации полученных результатов.

Он опирается на анализ инвариантных параметров, описывающих изменения давления во времени при данных режимах. Неопределенность, присущая частичной интерпретации результатов ГДИС, компенсируется зависимостью результатов от характера и степени неравномерности вскрытия коллектора трещинами.

Табл. 1. Аналитические соотношения для определения параметров линейной асимптоты
Tab. 1. Analytical relations for linear asymptote parameters identification

Однородный пласт, вскрытый трещинами одинаковой длины	$tg\theta_L^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{NhL_{тр}}{Q_{ат}B_o} \cdot \sqrt{\frac{k\beta_\Sigma K_{п}}{\mu}} = \sqrt{\pi} \frac{S_{тр}}{Q_{ат}B_o} \cdot \sqrt{\frac{k\beta_\Sigma K_{п}}{\mu}}$	(1)
Однородный пласт, вскрытый трещинами разной длины	$tg\theta_L^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{h}{Q_{ат}B_o} \cdot \sqrt{\frac{k\beta_\Sigma K_{п}}{\mu}} \cdot \left\{ \sum_1^N L_{тр,i} \right\}$	(2)
Неоднородный пласт, вскрытый трещинами одинаковой длины	$tg\theta_L^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{h}{Q_{ат}B_o} L_{тр} \cdot \sqrt{\frac{\beta_\Sigma K_{п}}{\mu}} \cdot \left\{ \sum_1^N (\sqrt{k_i}) \right\}$	(3)
Неоднородный пласт, вскрытый трещинами разной длины	$tg\theta_L^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{h}{Q_{ат}B_o} \cdot \sqrt{\frac{\beta_\Sigma K_{п}}{\mu}} \cdot \left\{ \sum_1^N (L_{тр,i} \sqrt{k_i}) \right\}$	(4)

$Q_{ат}$ — дебит в условиях атмосферы, B_o — объемный коэффициент, N — число трещин, h — толщина пласта, $L_{тр,i}$ — полудлина трещины с индексом i (если длина всех трещин одинакова, индекс отсутствует), $S_{тр}$ — суммарная площадь поверхности трещин, k — проницаемость пласта на контакте с трещиной с индексом i , μ — динамическая вязкость пластового флюида, $\beta_\Sigma = \beta_{пс} + \beta_{см}$ — интегральная сжимаемость коллектора (сумма сжимаемостей пористой среды $\beta_{пс}$ и заполняющей поры смеси флюидов $\beta_{см}$), $K_{п}$ — пористость

Инвариантные параметры ГДИС для раннего линейного режима течения

Наиболее типичной для кластерного ГРП является режим течения с ранней линейной симметрией. Соответствующая ему инварианта подробно рассмотрена в работах [2, 3, 5].

Если трещина имеет неограниченную проводимость, интервал времени, в пределах которого симметрия линий тока близка к ранней линейной, диагностируется по наклону асимптоты к логарифмической производной равным 0,5. Для количественной оценки параметров пласта в пределах данного интервала кривую изменения приращения от времени перестраивают в так называемом характеристическом масштабе для линейного течения. Этот масштаб представляет собой суперпозицию функций $f\sqrt{t}$, вычисляемую с учетом текущего времени и дебита, а также истории работы скважины.

Кривая изменения давления в характеристическом масштабе времени имеет линейную асимптоту, наклон которой θ_L определяется формулами (табл. 1).

Таким образом, по результатам ГДИС определяется значение инвариантного параметра INV , который может принимать одно и то же значение при различных сочетаниях гидродинамических характеристик пласта и совершенства его вскрытия.

Из соотношений таблицы (1) следует, что в условиях слабо выраженной неоднородности пласта по результатам ГДИС в интервале раннего линейного течения возможна оценка суммарной поверхности трещин, дренирующих пласт. Практическая значимость подобной оценки видится прежде всего в оценке степени охвата трещинами объема коллектора.

Контроль динамики работы пласта на основе инварианты линейного течения

Индивидуальная оценка параметров трещин на основе инварианты линейного течения возможна, только если есть априорная информация о долях трещин в притоке или профиле проницаемости коллектора по длине ствола [2, 3, 5].

Но если ограничить задачу ГДИС контролем динамики совершенства скважины,

количественную интерпретацию результатов исследований можно свести к сопоставлению значений инварианты линейного течения, соответствующей разновременным периодам исследований [4–8].

Сущность данного подхода рассмотрим на примере гипотетической ситуации, когда технология ГДИС представляет собой периодическую смену циклов запуска и остановки скважины. Примем, что длина трещин линейно снижается во времени. На рисунке приведены результаты воспроизведения данной ситуации на модели (рис. 7). Модель описывает вскрытие однородного пласта горизонтальным стволом длиной 1 000 м с одинаковой длиной трещинами ГРП одинаковой длины.

На рисунке 8 представлено поведение давления в циклах остановки скважины для регистрации кривой восстановления давления (КВД) в интервале раннего линейного течения в характеристическом масштабе времени $f\sqrt{t}$ для циклов КВД.

Рассмотрим пример реализации данной технологии. На рисунке 9а приведены исходные кривые изменения во времени давления и расхода. Исследования начаты непосредственно после запуска скважины в эксплуатацию, затем был выполнен длительный мониторинг периода относительно стабильной эксплуатации, в период которого наблюдалось практически монотонное падение дебита во времени. Наиболее информативным оказался заключительный этап мониторинга длительностью около года. В этот период было выполнено несколько остановок скважины, длительность которых достаточна для уверенной диагностики раннего радиального режима течения. Снижение проводящих свойств трещин настолько контрастно, что диагностируется визуально при сопоставлении соответствующих циклам КВД Log-log графиков (рис. 9б). Рост скин-фактора отражается в нарастающем от цикла к циклу удалении друг от друга графиков давления и логарифмической производной.

Дополнительный анализ графиков изменения давления в циклах в характеристическом масштабе для линейного течения позволяет оценить значения соответствующей инварианты, по динамике которой можно количественно оценить объем коллектора,

дренируемый трещинами. За время исследования он снизился чуть менее чем в три раза.

Дополнительные потенциальные возможности интерпретации результатов ГДИС в интервалах времени раннего истощения

Дренирование пласта в режиме раннего истощения наблюдается в областях коллектора, где трещины расположены очень близко друг другу (рис. 4д, рис. 6).

В классической теории ГДИС режим истощения связан с дренированием скважиной ограниченной со всех сторон залежи (линзы) либо с проявляющим себя аналогичным образом влиянием соседних скважин. Интервал времени, в пределах которого наблюдается данный режим, диагностируется по наклону асимптоты к логарифмической производной равным 1. Характеристическим масштабом для данного режима является суперпозиция функций $f(\Delta t)$, вычисляемая, как и для линейного течения, с учетом текущего времени и дебита, а также истории работы скважины. Кривая изменения давления в характеристическом масштабе времени имеет линейную асимптоту, наклон которой (INV_E) определяется формулой [9]:

$$tg\theta_E = \frac{Q_{ат} B_o}{\beta_\Sigma Sh K_\Sigma} \quad (5)$$

где $Q_{ат}$ — дебит в условиях атмосферы, B_o — объемный коэффициент, h — толщина пласта, μ — динамическая вязкость пластового флюида, β_Σ — сжимаемость пористой среды, K_Σ — пористость пласта, S — площадь дренируемой линзы.

Ранний режим истощения в пласте, дренируемом горизонтальной скважиной с многостадийным ГРП, возникает по другой причине. Это результат взаимовлияния соседних трещин. Но его аналитическое описание принципиально не отличается от только что рассмотренного. Формула (5) применима и в данном случае, но аналогом комплексного параметра $V=Sh$ становится объем пласта V_Σ , дренируемого всей системой искусственных трещин.

Анализ возможностей интерпретации ГДИС в интервалах истощения — первоочередная задача дальнейших исследований. Динамика параметра V_Σ во времени, как и в случае раннего линейного течения, отражает изменение степени текущего охвата пласта выработкой [10–11].

Но подобный анализ имеет существенную специфику. Во-первых, на поведение

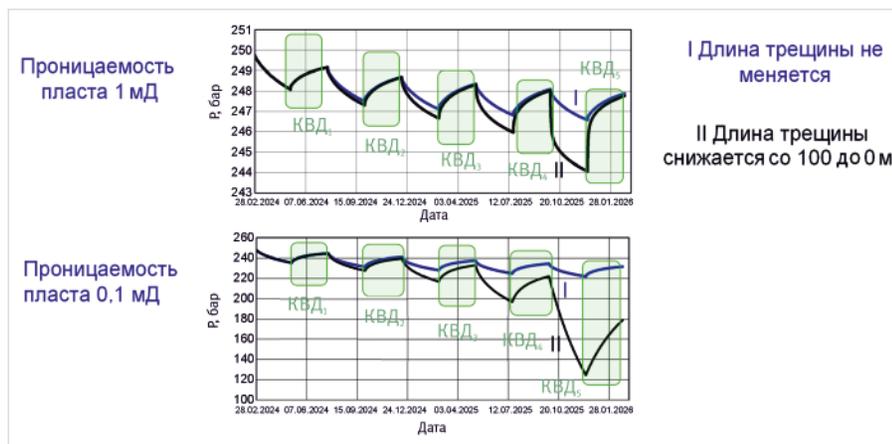


Рис. 7. Результаты моделирования изменения давления на забое скважины при циклическом чередовании периодов работы и остановки: I — длина трещины в процессе работы не меняется; II — длина трещины падает от цикла к циклу по линейному закону и равна для циклов 1, 2, 3, 4, 5 соответственно 100, 75, 50, 25 и 0 м

Fig. 7. Bottomhole pressure modeling results in a cyclic alternation of periods of production and shut-in: I — fracture length does not change during the production; II — fracture length decreases during production according to a linear law and is equal to 100, 75, 50, 25 and 0 m for 1, 2, 3, 4, 5 production periods respectively

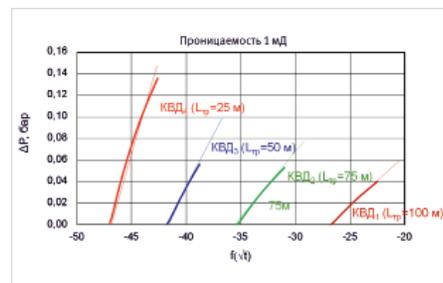


Рис. 8. Приращение давления в циклах КВД в интервале линейного течения (шифр кривых — индекс цикла КВД согласно рис. 7, в скобках — текущая длина трещины в цикле)

Fig. 8. Pressure changes in build-up periods during the linear flow time (curve code — build-up index according to fig. 7, in brackets — current fracture length in the time period)

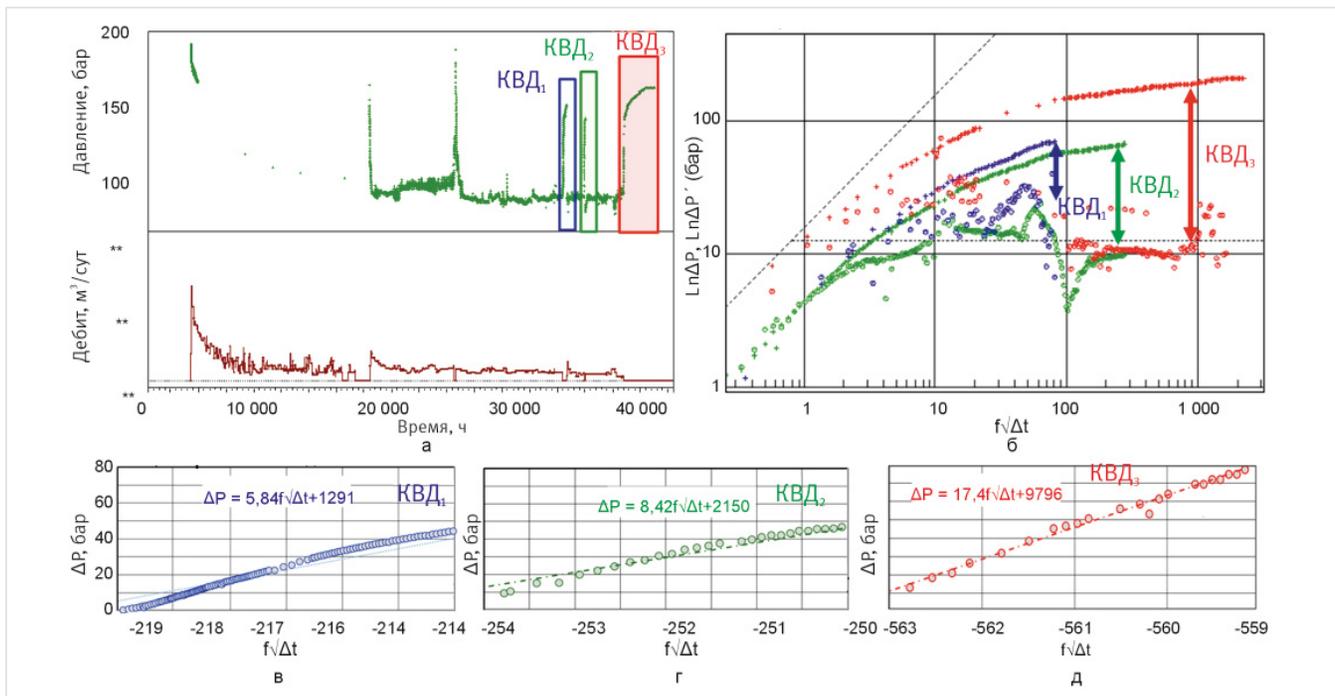


Рис. 9. Результаты циклических гидродинамических исследований реальной скважины с несколькими КВД: а — результаты изменения во времени давления и дебита; б — результаты Log-log диагностики в циклах остановки скважины КВД₁, КВД₂, КВД₃; в, г, д — графики изменения приращения давления в циклах КВД₁, КВД₂ и КВД₃ (ΔP) от приращения времени в характеристическом масштабе для линейного течения ($f\sqrt{\Delta t}$)

Fig. 9. Results of well-test of a real well with several build-ups: а — pressure and flow rate changes in time; б — Log-log plots for the periods of well shut-ins: PBU₁, PBU₂, PBU₃; в, г, д — graphs of pressure changes in build-up periods PBU₁, PBU₂ and PBU₃ (ΔP) during the linear flow time vs ($f\sqrt{\Delta t}$)

давления не влияет проницаемость коллектора. Во-вторых, в дренировании пласта участвует поверхность только близрасположенных трещин.

А значит, сопоставление динамики изменения во времени инвариант линейного и радиального течения при высокой плотности трещин потенциально можно использовать для контроля качества вскрытия пласта. Резкое различие поверхности и объема дренирования косвенно указывает на близкое расположение трещин, а значит, высокую степень охвата коллектора трещинами ГРП.

Итоги

Результатами моделирования доказана эффективность долгосрочных гидродинамических исследований в горизонтальном стволе с многостадийным ГРП, включающих длительную отработку и периодические остановки скважины. Предложен метод количественной оценки динамики снижения проводящих свойств трещин на основе сопоставления инвариантных параметров, описывающих поведение давления в периоды раннего линейного течения. Обоснована возможность решения данной задачи по результатам анализа эффекта раннего истощения. Эффективность предложенных технических решений подтверждена результатами гидродинамических исследований эксплуатационных нефтяных скважин, дренирующих пласты аномально низкой проницаемости.

Выводы

Основной областью практического применения полученных результатов являются планирование, проведение и интерпретация гидродинамических исследований скважин. Потенциальными объектами исследований являются пласты аномально низкой проницаемости, дренируемые горизонтальными стволами с многостадийным ГРП. Основной

целью исследований является оценка качества выполненного ГРП. По результатам ГДИС возможна также оценка эффективности использованной технологии создания трещин, а также обоснование рекомендаций по повторному гидроразрыву, стимуляции и оптимизации дизайна ГРП новых скважин в аналогичных условиях.

Литература

- Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 68–72.
- 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.
- 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.
- Давлетбаев А.Я., Нуриев А.Х., Махота Н.А. и др. Способ исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в низкопроницаемых коллекторах. Патент РФ № 2734 202, МПК E21B 47/00, публикация 2020.10.13.
- Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
- Садыков А.М., Хазиев А.М., Сыпченко С.Э. и др. Метод инициации и развития трещины для высокорасходных ГРП в нефтематеринских коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 96–101.
- Мартынов В.А., Ипатов А.И., Кричевский В.М. и др. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 106–109.
- Овчинников В.П., Шамсутдинов Н.М., Леонтьев Д.С. и др. Системы заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для низкопроницаемых слабодренируемых неоднородных и расчлененных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21. № 6. С. 138–154.
- 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.
- Никонова 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.
- Yao Sh., Zeng F., Liu H., Zha G. A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells. Journal of Hydrology, 2013, Vol. 507, P. 201–212. (In Eng).

Results

The results of modeling have proven the effectiveness of long-term well tests of horizontal wells with multi-stage hydraulic fractures, including drawdowns and periodic shut-ins. A method for quantitatively assessing the dynamics of the fractures degradation is based on a comparison of invariant parameters describing the behavior of pressure during periods of early linear flow has been proposed. The possibility of solving this problem has been validated by the results of the analysis of the early depletion effect. The effectiveness of the proposed technical solutions has been confirmed by the results of well test of producers draining formations with abnormally low permeability.

References

1. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Gulyaev D.N. et al. Reservoir surveillance when hard-to-recover reserves developing. Oil industry, 2015, issue 9, P. 68–72. (In Russ).
2. Grishina E.I., Kremenetskiy M.I., Buyanov A.V. Forecast of a heterogeneous formation in horizontal wells subjected to a multistage hydraulic fracturing by the data of integrated geophysical and hydrodynamic studies. Oilfield engineering, 2020, issue 5, P. 38–43. (In Russ).
3. Grishina E.I., Kremenetskiy 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).
4. Davletbaev A.Ya., Nuriev A.H., Makhota N.A. et al. Method of analyzing horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeability headers. Russian patent № 2734 202, МПК E21B 47/00, publication 2020.10.13. (In Russ).
5. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I. Application of field geophysical control for optimisation of oil and gas field development. Izhevsk: Institute of computer research, 2020, 756 p. (In Russ).
6. Sadykov A.M., Khaziev A.M., Sypchenko S.E. et al. 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).
7. Martynov V.A., Ipatov A.I., Krichevskiy 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).
8. 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. Oilfield engineering, 2023, Vol. 21, issue 6, P. 138–154. (In Russ).
9. Kremenetskiy 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).
10. Nikonorova A.N., Erastova V.A. Control of the multistage hydraulic fracturing effectiveness under conditions of high gas-oil ratio in the well, 2023, issue 6, P. 14–23. (In Russ).
11. Yao Sh., Zeng F., Liu H., Zha G. A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells. Journal of Hydrology, 2013, Vol. 507, P. 201–212. (In Eng).

Conclusions

Practical application of the obtained results are planning, conducting and interpreting of well tests in case of an abnormally low permeability of the tested reservoir, drained by horizontal wells with multi-stage hydraulic fractures. The main objective of the research is to assess the quality of the performed hydraulic fracturing. Based on the results of well test, it is also possible to assess the effectiveness of the technology used to create fractures, as well as substantiate recommendations for repeated hydraulic fracturing, near-wellbore treatment and hydraulic fracturing design optimization of new wells in similar conditions.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Никонорова Анастасия Николаевна, главный специалист, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; старший преподаватель кафедры геофизических информационных систем, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: anastasia.nikonorova@list.ru

Ворон Кира Андреевна, специалист, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

Кременецкий Михаил Израилевич, д.т.н., эксперт, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; профессор кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Борисов Владимир Вячеславович, специалист, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

Бахмутов Алексей Викторович, специалист, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

Воронин Дмитрий Андреевич, студент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Лазуткин Дмитрий Михайлович, руководитель направления по скважинным исследованиям, АО «Росатом Нефтегазовые технологии», Москва, Россия

Nikonorova Anastasia Nikolaevna, chief specialist, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia; senior lecturer, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Corresponding author: anastasia.nikonorova@list.ru

Voron Kira Andreevna, specialist, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia

Kremenetskiy Mikhail Izrailevich, ph.d. of engineering sciences, expert, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia; professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Borisov Vladimir Vyacheslavovich, specialist, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia

Bakhmutov Aleksey Viktorovich, specialist, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia

Voronin Dmitry Andreevich, student, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Lazutkin Dmitry Mikhailovich, well test discipline head, “Rosatom oil and gas technologies” JSC, Moscow, Russia