

Повышение эффективности разработки аномально низкопроницаемых ачимовских отложений после адаптации цифровых 3D-моделей к результатам комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин

Никонорова А.Н.¹, Кременецкий М.И.¹, Гуляев Д.Н.¹, Космачева М.С.², Переплеткин И.А.^{2,3}, Исмаилов М.Ш.¹, Остапчук С.С.⁴

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

²Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; ³Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия;

⁴Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

anastasia.nikonorova@list.ru

Аннотация

Статья посвящена возможностям применения результатов длительных гидродинамических и термических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для получения параметров пластов и скважин, технологии адаптации 3D-моделей к результатам исследований скважин с целью повышения их прогнозной способности и подготовки предложений по модификации походов к разработке для повышения добычи и выработки. Авторами проведен анализ информативности термических и гидродинамических исследований, выявлены информативные признаки выделения более проницаемого прослоя даже в случае, когда он не вскрыт горизонтальным стволом и работает только через трещину, и обоснован подход к калибровке модели на результаты исследований.

Материалы и методы

Гидродинамическое моделирование для настройки и адаптации параметров скважины на промыслово-геофизические исследования, а также прогноза добычи в программном комплексе tNavigator. Интерпретация промыслово-геофизических исследований проведена в программном комплексе «Камертон».

Ключевые слова

термометрия скважин, промыслово-геофизические исследования скважин, гидродинамическое моделирование, низкопроницаемый коллектор, многостадийный разрыв пласта, контроль разработки месторождений

Для цитирования

Никонорова А.Н., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Космачева М.С., Переплеткин И.А., Исмаилов М.Ш., Остапчук С.С. Повышение эффективности разработки аномально низкопроницаемых ачимовских отложений после адаптации цифровых 3D-моделей к результатам комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 2. С. 55–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2025-2-55-64

Поступила в редакцию: 25.03.2025

GEOPHYSICS

UDC 550.832.9:622.234.573 | Original Paper

Increasing the efficiency of abnormally low-permeability Achimov deposits development after digital 3D models calibration on the results of complex pressure transient analysis and production logging of horizontal wells

Nikonorova A.N.¹, Kremenetsky M.I.¹, Gulyaev D.N.¹, Kosmacheva M.S.², Perepletkin I.A.^{2,3}, Ismailov M.S.¹, Ostapchuk S.S.⁴

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

³Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; ⁴Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

anastasia.nikonorova@list.ru

Abstract

The article presents case studies of the long-term pressure transient analysis during well production and temperature logging results of horizontal wells with multi-stage hydraulic fractures to obtain well parameters and reservoir properties, the technology of 3D models history matching and calibration on pressure transient analysis and well temperature logging results in order to increase their predictive ability and preparing proposals for modifying development approaches to increase well production rate. pressure transient analysis and well temperature logging sensitivity study by numerical simulation provided a sings of relatively high permeable sublayer identification even in case if it is not seen in the main wellbore and connected only via hydraulic fractures, substantiating the approach to calibrating the model to the results of logging and well-testing.

Materials and methods

Reservoir simulation for setting up and history matching for pressure transient analysis, as well as production forecast ran in the tNavigator software package. Interpretation of production logging carried out in the Kamerton software.

Keywords

well temperature logging, well production logging, dynamic modeling, low-permeability reservoir, multi-stage fracturing, reservoir development surveillance

Для цитирования

Nikonorova A.N., Kremetsky M.I., Gulyaev D.N., Kosmacheva M.S., Perepletkin I.A., Ismailov M.S., Ostapchuk S.S. Increasing the efficiency of abnormally low-permeability Achimov deposits development after digital 3D models calibration on the results of complex pressure transient analysis and production logging of horizontal wells. Exposition Oil Gas, 2025, issue 2, P. 55–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2025-2-55-64

Поступила в редакцию: 25.03.2025

Введение

Доля легкоизвлекаемых запасов неуклонно сокращается, что привело к повышенному интересу недропользователей к разработке трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В данной статье рассматриваемым авторами объектом является низкопроницаемый коллектор, разработка которого, как правило, связана с бурением протяженных горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) в горизонтальных стволах (ГС) в настоящее время стал одним из наиболее востребованных и широко распространенных вторичных методов интенсификации добычи углеводородов из коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. МГРП позволяет в одной пробуренной горизонтальной скважине провести несколько полноценных ГРП, за счет чего происходит интенсификация притока, обеспечивается максимальный охват, вырабатываются ранее не дренируемые зоны, снижается влияние расценности коллектора на разработку. По сравнению с вертикальными скважинами данные скважины характеризуются лучшими показателями работы, большими значениями удельной добычи, более высокими темпами отборов, что в целом делает их более экономически привлекательными.

Разработка низкопроницаемых коллекторов имеет ряд хорошо известных проблем: низкие дебиты добывающих скважин, малая проницаемость нагнетательных скважин, низкая эффективность или неэффективность системы поддержания пластового давления и т.д. Так как доля ТРИЗ в портфелях недропользователей стремительно растет, то ведется активная работа по разработке оптимальных технологий проведения гидроразрыва пласта (ГРП). Совершенствуются жидкости и химия ГРП, процедура проведения, элементы конструкций и т.д., что позволяет на сегодняшний момент делать трещины ГРП более длинными и охватывать большие зоны пласта выработкой [14].

На сегодняшний день перед инженерами стоит ряд вопросов, которые направлены на контроль разработки низкопроницаемых коллекторов. К методам контроля разработки относятся как гидродинамические (ГДИ), так и промыслово-геофизические исследования (ПГИ) скважин. Основная проблематика таких исследований в условиях разработки низкопроницаемых пластов при заканчивании ГС с МГРП заключается в сложности конструкции скважин, что приводит к расщеплению потока и влияет в основном на результаты ПГИ, так как датчики измерения камерного типа, и в результате могут возникать существенные погрешности при интерпретации. Ухудшенные фильтрационные свойства пласта в основном влияют на длительность выхода на поздний псевдоградиентный режим течения. Кроме того, отсутствие фрезерования после процедуры ГРП приводит к непроницаемости прибора ПГИ к забою скважины и, как следствие, невозможности корректно

оценивать профиль притока, так как не все порты охватываются исследованиями.

Кроме того, высокая стоимость строительства ГС с МГРП диктует необходимость тщательно подходить к этапу проектирования и контролю эффективности проведения ГРП. Помимо оценки геометрических и проводящих характеристик техногенных трещин и их вклада в продуктивность скважины, а также принятия оперативных решений по управлению работой скважины, стратегической целью исследований в системе промыслово-геофизического контроля является получение информации, позволяющей в совокупности с другими геолого-промысловыми данными сформировать достоверные представления о системе «продуктивный пласт — трещина ГРП — скважина», обеспечить детализацию цифровых моделей месторождения для мониторинга разрабатываемого объекта и уточнения стратегии разработки.

Одними из актуальных вопросов при проектировании разработки низкопроницаемых коллекторов являются моделирование и адаптация фактических скважин для принятия решений по формированию бизнес-кейса для всего актива. Важным элементом является прогнозная способность модели, на основе которой происходит экономическая оценка проекта. Таким образом, использование промыслово-геофизических и гидродинамических исследований позволит увеличить качество моделей, а также эффективно принимать решения по повышению рентабельности разработки.

Выше поставленные вопросы требуют детальной проработки и разработки комплексного подхода как к оценке свойств пласта, трещин ГРП, так и к оценке эффективности применяемых технологий ГРП на низкопроницаемых объектах.

Особенности геологического строения анализируемого объекта

Анализ, представленный в текущей статье, приведен для Ачимовских отложений одного из участков Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирского бассейна [5]. Объект разработки характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами, что требует интегрированных решений при разведке и разработке данных отложений [3].

Отличительными особенностями развития ачимовских клиноформных тел на Тазовском полуострове являются высокий этаж опесчанивания (до 400 м от баженовской свиты), большая суммарная эффективная толщина песчаных пластов при крайне высокой неоднородности разреза. По анализу ближайших месторождений-аналогов средний коэффициент песчаности составляет 0,24 и лежит в диапазоне от 0,1 до 0,4. Стоит также отметить, что в данной области клиноформы практически везде взаимно перекрывают друг друга [3]. Пористость и проницаемость у этих отложений вследствие плохой сортировки обломочного материала ниже, чем у неомомских покровных пластов.

Коэффициент пористости варьирует в пределах 0,11–0,16, а коэффициент проницаемости изменяется от 0,096 до 10 мД, при среднем значении 0,3 мД. Локальные зоны улучшенных свойств связаны с проксимальными зонами конусов выноса, а также с отложениями подводящих каналов турбидитов. Продуктивные пласты сложены мелкозернистыми, крепкосцементированными, аркозовыми песчаниками с глинистым или глинистокарбонатным цементом.

Диапазон проводимости для данной зоны — kh (k — проницаемость, h — эффективная толщина пласта) может составлять 0,1–0,15 мкм²·м в районах аккумулятивных прирусловых валов, что существенно ниже относительно свойств вмещающих пород (до 0,55 мкм²·м). При этом дебиты добывающих скважин, вскрывших указанные отложения, могут иметь не столь значимые отличия — соответственно 60–70 и 100–120 т/сут. [8]. Ловушки чаще являются литологически экранированными и приурочены к песчаным конусам выноса в пределах фондаформенной части пласта, величина глинистой перемычки между отдельными лопастями крайне не выдержана ввиду вышеупомянутых сложностей геологического строения и может варьироваться от первых сантиметров до десятков метров [2, 12]. Залежи углеводородов (УВ) имеют аномально высокие пластовые давления с коэффициентом аномальности 1,5–1,8. Установлено различие пластовых давлений в разных мегаинтрузах на одних и тех же глубинах, достигающее 8–10 МПа [1].

Анализируемое месторождение по компонентному составу отнесено к нефтегазо-конденсатным (НГКМ).

Особенности методов контроля разработки в условиях низкопроницаемых пластов при заканчивании ГС с МГРП

Основными задачами методов контроля разработки являются оценка фильтрационно-емкостных свойств коллектора, геометрических параметров трещин ГРП, пластового давления, качества вскрытия пласта, локализация портов ГРП, количественная оценка доли притока из каждого порта, работающей длины ГС, количества работающих портов и т.д.

Фокус промыслово-геофизических исследований (ПГИ) направлен на оценку количества работающих портов, а также на количественную оценку профиля притока на дату проведения исследований. К основным методам ПГИ, эффективно работающим в ГС с МГРП, относятся шумометрия, расходомерия и термометрия скважин. Однако спектральная шумометрия скважин не позволяет получать количественные оценки профиля притока, есть только возможность на качественном уровне оценить интервалы притока. Основной проблематикой механической расходомерии скважин являются низкие дебиты, которые не позволяют датчику работать корректно. Проблематикой термометрии является сложность диагностики профиля притока без контрастных температурных

аномалий, в том числе за счет сложного температурного фона [6, 11, 13].

Кроме того, не всегда проводится фрезерование седел ГРП, что препятствует свободному прохождению прибора ПГИ к забою скважины, вследствие чего часть портов ГРП не охватывается исследованием.

Фокус гидродинамических исследований (ГДИС) скважин направлен на оценку энергетического состояния пласта, ФЕС, качества вскрытия, геометрических параметров трещин ГРП, работающую длину ствола скважины, уточнение геологического строения. Однако выход на поздний псевдоэллиптический режим течения для коллекторов с проницаемостью ниже 1 мД начинается примерно через год. В предыдущих работах авторов [7, 9, 10] приведено подробное описание обновленного подхода к обработке ГДИС, основанного на оценке инвариантов по ранним режимам течения. Отметим, что сформированный подход имеет неопределенность по количеству работающих портов. Авторами развивается методика обработки термических исследований скважин, проведенных после недлительной отработки скважины после ГРП с целью оценки стартового профиля притока [11]. Данный профиль притока характеризует те трещины ГРП, которые промылись и подключились к фильтрации, что позволит корректно проводить оценку геометрических параметров трещин по ГДИС.

Информативность промыслово-геофизических исследований в ГС с МГРП при дренировании низкопроницаемого пласта, роль термометрии скважин

Основная роль промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в горизонтальных стволах с многостадийным ГРП состоит в количественной оценке профиля притока. Эта информация необходима для индивидуальной оценки параметров каждой из работающих трещин и дренируемых ими локальных областей пласта.

В условиях аномально низкой проницаемости коллектора результативность классических подходов к проведению и интерпретации ПГИ резко падает, прежде всего из-за невозможности использования для оценки индивидуальных притоков из работающих трещин механической расходомерии. В последнее время в качестве альтернативы расходомерии все чаще используется термометрия скважин.

Наиболее востребованной технологией термических исследований при решении данной задачи являются измерения, проводимые непосредственно после запуска скважины или периода ее стабильной эксплуатации.

Информативность термометрии тем выше, чем более контрастно фоновое температурное поле, существовавшее в скважине до запуска. В горизонтальной скважине с многостадийным ГРП в условиях низкопроницаемого коллектора авторами выделено две наиболее благоприятные для проведения термических исследований ситуации, когда в низкодебитных ГС информативность термометрии будет максимально высокой [6].

Благоприятным для проведения ПГИ является период времени непосредственно после ГРП, когда в стволе формируются контрастные локальные аномалии охлаждения в интервалах образования трещин. Типовые термограммы применительно к данному случаю приведены на рисунке 1а. Кривая синего цвета характеризует фоновое тепловое поле с контрастными аномалиями охлаждения в зонах инициализации трещин ГРП. С началом притока фоновые профили температуры деформируются (кривая красного цвета на данном рисунке).

Аналогичное поведение термограмм наблюдается в длительно работающей скважине. В этом случае аномалии охлаждения пласта ГРП успевают релаксировать, но поступающий из пласта флюид сильно охлажден дросселированием притекающей в ствол смеси углеводородов с аномально высоким газосодержанием. Пример подобной ситуации представлен на рисунке 1б. Сплошная кривая синего цвета на этом рисунке указывает на стабильное фоновое тепловое поле после ГРП, когда охлаждение закачки отсутствует. Пунктирная синяя кривая соответствует температуре охлажденной газожидкостной смеси, притекающей из работающих портов. Красная кривая характеризует термограммы в работающей скважине.

В обоих рассмотренных случаях профили изменения температуры в стволе действующей скважины имеют схожую форму. В интервалах притока формируются аномалии калориметрического смешивания, а тепловое поле между портами ГРП испытывает существенное влияние теплообмена движущегося по стволу потока флюида со вмещающим массивом горных пород.

Вследствие этого в интервалах вне работающих портов ГРП наблюдается характерное

экспоненциальное распределение температуры по длине ствола, зависящее от интенсивности движущейся по стволу жидкости или газожидкостной смеси. Эта зависимость является основой одного из базовых методов количественной оценки доли порта ГРП в притоке. Данный метод предполагает сопоставление термограммы в действующей скважине с фоновой, полученной непосредственно перед запуском скважины или в период длительной статистики.

Наиболее благоприятными для реализации подобного подхода являются условия горизонтальной скважины с многостадийным ГРП, где порты разделены протяженными неработающими интервалами.

В сложных случаях для количественной интерпретации термограмм используют термомоделирование.

Экспрессная оценка доли пластов в притоке предполагает сопоставление термограммы в действующей скважине с фоновой кривой с поинтервальной оценкой величины нормированного коэффициента теплоотдачи «В», зависящего от объемного расхода движущегося в стволе флюида [6, 11, 13].

Данный подход можно реализовать как дифференциальным способом, так и интегральным. Дифференциальный способ оценки имеет высокую информативность для низкодебитных скважин [6, 11, 13]. Он состоит в снятии отсчетов по термограмме $T(\Delta H_i)$ и геотермограмме $TG(\Delta H_i)$ и определении по термограмме производной $\lambda = \frac{\partial T}{\partial H}$ на произвольной глубине $\Delta H = \Delta H_i$ между работающими пластами. Значение параметра «В» рассчитывается по формуле (1):

$$B = \frac{\Delta T(\Delta H_i)}{\Lambda} = \frac{T(\Delta H_i) - TG(\Delta H_i)}{\Lambda} \quad (1)$$

Интегральный площадной способ заключается в оценке расхода в интервале между работающими пластами по формуле:

$$B = S / \Delta T, \quad (2)$$

где S — площадь между термограммой и фоновой температурной кривой в интервале обработки, ΔT — разность отсчетов по термограмме в данном интервале.

Основным негативным фактором, влияющим на точность расчетов, является отсутствие надежной априорной информации о тепловых свойствах заполнителя ствола

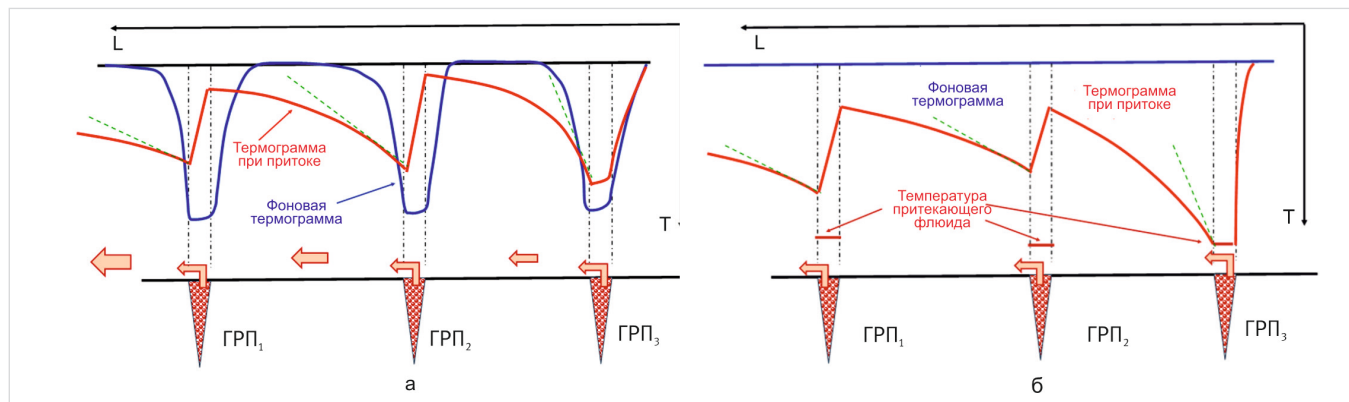


Рис. 1. Диагностика интервалов притока при наличии интенсивного охлаждения пласта: а — в процессе предшествующего ГРП; б — в процессе притока газа (пояснения в тексте)

Fig. 1. Inflow intervals analysis in case of intensive cooling of the formation: а — during the preceding hydraulic fracturing; б — in case of gas inflow (explanations within the text)

скважины и вмещающего массива горных пород.

На рисунке 2 иллюстрируется принцип оценки дебитов из каждого интервала интегральным методом для случая притока жидкости (синяя кривая) и притока газа (красная кривая) [6].

Подчеркнем, что роль количественной интерпретации результатов термометрии в современном комплексе ПГИ в сложных условиях проведения исследований (расслоенный поток, нестабильный приток низкой интенсивности) весьма важна. Этот метод сейчас несет основную информационную нагрузку количественной оценки параметров профиля притока и приемистости.

Практический пример оценки профиля притока в ГС с МГРП в условиях низкопроницаемого коллектора

В рамках работ по анализу потенциала разработки Ачимовских отложений на анализируемом месторождении перед авторами стояла задача моделирования профиля добычи горизонтальной скважины с проведенным на ней многостадийным ГРП.

На выбранной скважине для анализа проведены промыслово-геофизические исследования, включая разновременные замеры термограмм. Исследования выполнены после непродолжительной отработки скважины после ГРП, что сохранило охлажденный температурный фон и повысило информативность исследований.

Целью исследования являлось определение профиля притока, а также источника

обводнения в интервале хвостовика эксплуатационной скважины. Исследования проведены в режиме фонтанирования и остановки с использованием комплекса методов определения притока-состава аппаратурой Гео + модуль состава ГЕО-МСТ в комплексе со спектральной шумометрией SNL.

На рисунке 3 приведены результаты промыслово-геофизических исследований моделируемой горизонтальной добывающей скважины.

В первом столбце приведена колонка глубин, второй столбец приводит конструкцию скважины, третий столбец характеризует замеры гамма-каротажа (ГК) и локатора муфт (ЛМ), четвертый столбец включает в себя исследования термометрией скважин и является наиболее интересным для авторов (ТМ), в пятом столбце отражены результаты барометрии (БМ), в шестом столбце — кривая термоанемометра (РТ), в седьмом столбце — кривые влагометрии (ВМ) и в восьмом столбце — результаты замеров резистивиметром (РЗ).

По показаниям термометрии можно выделить основные интервалы притока, а также приток с глубины остановки приборов. Ярко выраженные аномалии на термограмме, зарегистрированной непосредственно после окончания ГРП, соответствуют портам, поглотившим рабочую жидкость гидроразрыва. В интервале каждого порта можно заметить аномалии охлаждения, связанные как раз с закачкой охлажденного флюида в пласт в процессе проведения ГРП.

Основной приток (до 64 %) получен из центральной части ствола (муфты ГРП № 3, 4 и 5).

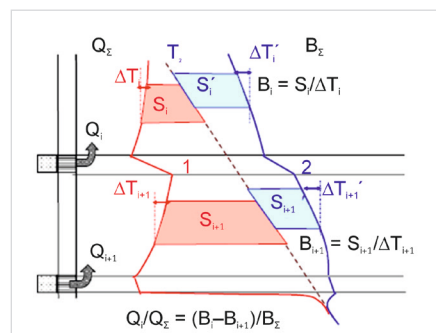


Рис. 2. Принцип экспрессной оценки доли пласта в притоке по термограмме в интервалах глубин вне работающих пластов: 1 — при притоке газа, 2 — при притоке жидкости, ТГ — геотермограмма
Fig. 2. Approach of the quantitative assessment of layer share in the total inflow by a temperature log in the depth intervals outside of formations: 1 — with gas inflow, 2 — with liquid inflow, TG — geothermogram

В интервале муфты ГРП № 4 формируется контрастная аномалия охлаждения в статических и динамических режимах, не исключается сформированная аномалия, связанная с ранее проведенными работами по ГРП. По методам определения состава при фонтанировании выше глубины 4 515 м отмечается изменение состава, что, предположительно, связано с притоком газа. Порт № 3 является наиболее интересным с точки зрения

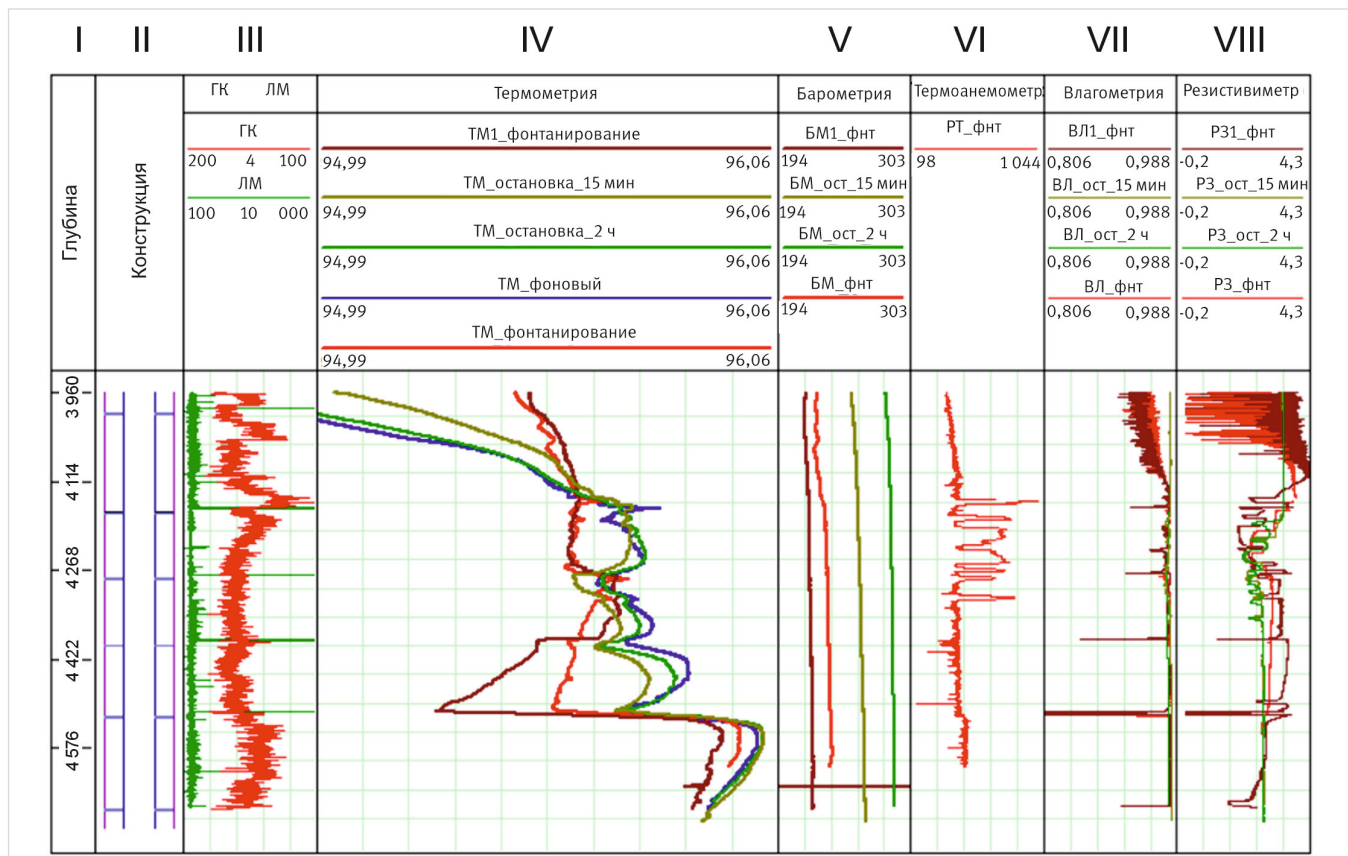


Рис. 3. Планшет промыслово-геофизических исследований в одной из горизонтальных скважин с МГРП, вскрывающим коллектор с высоким газовым фактором, в окнах планшета слева направо: I — колонка глубин, II — конструкция скважины, III — диаграммы ГК и ЛМ, IV–VIII — результаты термометрии (IV), барометрии (V), термокондуктивной расходомерии (VI), влагометрии (VII) и резистивиметрии (VIII) в фонтанирующей и остановленной скважине

Fig. 3. Production logging results in one of the horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, in a reservoir with a high gas-oil-ratio, in the plot windows from left to right: I — depth column, II — well design, III — GR and LM diagrams, IV–VIII — results of temperature logging (IV), barometry (V), thermal conductivity flow metering (VI), capacity logging (VII) and resistivity metering (VIII) in a flowing and shut-in well

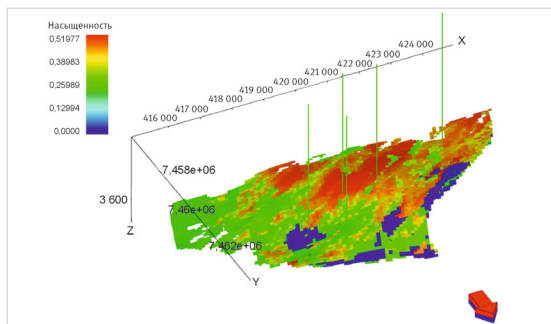


Рис. 4. Сектор 3D ГДМ в зоне интересов, параметр нефтенасыщенность
Fig. 4. 3D simulation model sector in the area of interest, oil saturation distribution

информативности результатов термометрии, в котором диагностируется контрастный прорыв газа, что стало одним из ключевых подтверждений насыщения коллектора на данной глубине. Дело в том, что скважина пробурена в отложениях с околокритическим типом флюида, на объекте высокий газовый фактор и система разработки еще не сформирована. Диагностика газового проплатка позволила уточнить дальнейшую схему эксплуатации объекта. В интервале порта № 4 формируется положительная термоаномалия, связанная с притоком жидкости, в том числе и УВ. Из порта № 5 получен преобладающий приток УВ (увеличение содержания легкой компоненты в стволе скважины).

Пятачная часть (муфты ГРП № 7 и 6) работает слабо, получено до 16 % от общего дебита. Так, на планшете отмечается, что верхний

7-й порт практически не работает, он был последним в процессе проведения ГРП, и, возможно, на момент проведения исследования еще не произошла очистка трещины. Работа портов № 6 и 7 выделяется по комплексу методов, состав притока не оценивается. Интересно отметить, что в интервале порта № 6 по результатам термометрии диагностируется сильный разогрев. Это связано с тем, что данная область пласта выделяется аномально высокой энергетикой. Повышенное пластовое давление обеспечило более интенсивное по сравнению с другими интервалами поступление жидкости в скважину при создании депрессии, тем самым создавая эффект повышения температуры за счет эффекта трения.

В процессе эксплуатации скважины влияние ГРП быстро нивелируется.

Но термометрия сохраняет информативность благодаря высокому содержанию газа в поступающей в ствол газожидкостной смеси, что приводит к ее интенсивному охлаждению при депрессии.

Отметим, что интервалы двух портов в носочной части скважины не были охвачены исследованиями, однако динамика температуры в стволе на глубине текущего забоя позволяет уверенно диагностировать приток из этой части ствола (с глубины текущего забоя получено до 20 % от общего дебита, преимущественный приток воды). Выделенные интервалы по термометрии коррелируют с показаниями спектральной шумометрии. Явных признаков нарушения герметичности колонны хвостовика и НКТ не отмечается.

Авторами выдвинута гипотеза, что объединение трех средних портов связано

Табл. 1. Основные характеристики трещин ГРП горизонтальной скважины
Tab. 1. Main features of hydraulic fractures in horizontal wells

МГРП	№ порта						
Параметр	1	2	3	4	5	6	7
Закрепленная полудлина, м	210,9	207,8	180,3	184,5	232,4	238,4	171,8
Макс. высота, м	23,2	37,4	39,3	40,2	39,2	30,1	47,8
Мин. высота, м	18,7	19,2	19,2	15,7	20,6	14,1	20,1
Ср. ширина, мм	3,48	4,55	5,21	5,27	4,11	5,09	4,56
Ср. проницаемость, Д	76,9	76,5	84,2	83,0	75,7	86,4	83,5
Тоннаж, т	100	150	171	150	150	150	150
Ср. расход, м³/мин	4	5	5	5	5	5	5

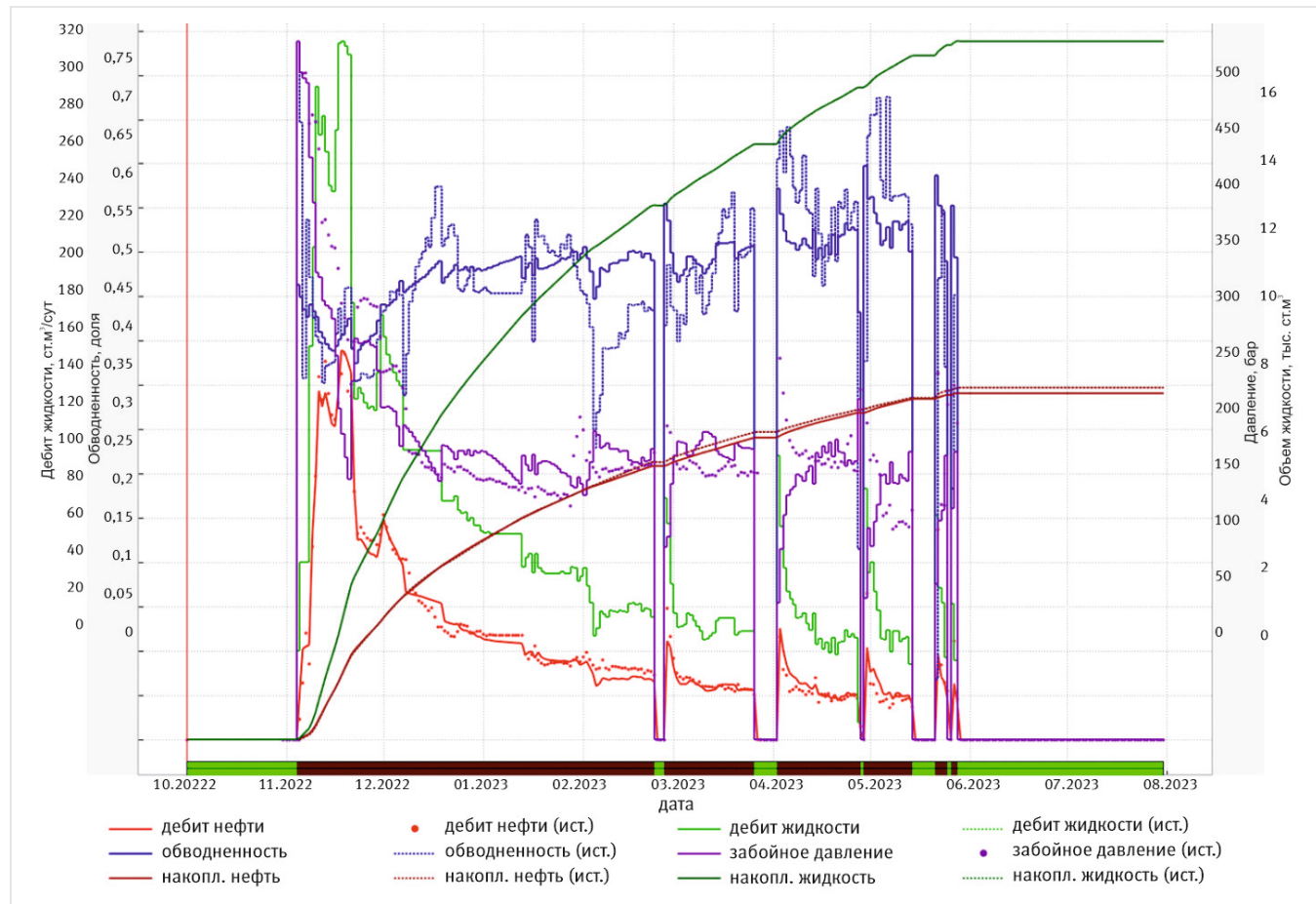


Рис. 5. Результат адаптации скважины к истории исследуемой работы, основные показатели разработки, базовый вариант
Fig. 5. History matching of the tested well, key development indicators, base case

связи возникновением зоны трещиноватости (SRV), что и было использовано при адаптации модели. Однако авторам предстоит выяснить на основе баротермического моделирования особенности поведения термограмм как при возникновении высокопроводящей зоны, так и при межпортовых перетоках.

Применение результатов термометрии скважин при адаптации гидродинамической модели для повышения прогнозной способности модели

Объект разработки, как отмечено выше, относится к группе ачимовских пластов, представлен терригенными коллекторами, развитой трещиноватости не выявлено, характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами, реализована модель коллектора одинарной пористости и проницаемости. Состав добываемого флюида — нефть, вода, растворенный газ, используется модель черной нефти (BlackOil). Объект характеризуется повышенным коэффициентом аномальности пластового давления.

Построение гидродинамической модели производилось в программном продукте tNavigator компании ИРМ. При построении и адаптации на данные обработки скважин использовался «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений» 2000 г. и «Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений» ОАО «ВНИИОЭНГ» 2003 г.

Одним из широко применяемых вариантов моделирования трещин ГРП в гидродинамических симуляторах является способ, когда в скважине помимо обычных перфораций задаются виртуальные перфорации с параметрами геометрии трещин (полудлина, высота, раскрытость, направление) и фильтрационными характеристиками (проницаемость трещины, множители продуктивности, характеристики зоны влияния трещины и пр.). Данные параметры для каждой стадии ГРП, как правило, собираются специалистом-гидродинамиком из инженерных отчетов. Основным плюсом такого варианта задания является долгий опыт его применения в моделировании и высокая, относительно методов измельчения сетки или подгрузки файлов трещин из специализированных ПО (КиберГРП и др.), скорость расчетов. Авторами статьи в рамках работы был реализован данный способ задания трещин (с использованием ключевого слова FRACTURE_SPECS), также в целях повышения точности околоскважинного моделирования в районе скважины задавалось локальное измельчение декартовой сетки (с использованием ключевого слова CARFIN). Общий вид сектора гидродинамической модели (ГДМ) в зоне интереса с расположением ГС с многостадийным ГРП (7 портов) приведен на рисунке 4.

В базовом варианте модели в качестве инструментов адаптации скважины к истории работы использовались настройка относительных фазовых проницаемостей для воспроизведения динамики обводненности и подбор функции деградации трещин ГРП для настройки на фактические забойные давления. Основные характеристики для задания параметров трещин брались из инженерных отчетов по ГРП с учетом геомеханических свойств пород и приведены в таблице 1.

Табл. 2. Результаты расчета объемов притока жидкости через порты ГРП в скважину на адаптированной только на историю работы и отчеты по ГРП 3D ГДМ, соотношение с данными заключения ПГИ

Tab. 2. Fluid inflow through the hydraulic fracturing ports results on the 3D simulation model that was matched only on production history and frac reports; relationship with the production logging results

Дата/Порт	Расчет: дебит жидкости, м³/сут.						
	Порт_1	Порт_2	Порт_3	Порт_4	Порт_5	Порт_6	Порт_7
22.05.2023	9,3	8,6	9,0	7,8	20,7	8,3	37,9
23.05.2023	7,2	6,2	6,6	5,7	13,1	6,2	23,7
24.05.2023	6,8	5,7	6,0	5,2	11,6	5,8	20,6
25.05.2023	5,2	3,6	4,1	3,4	6,3	4,0	10,7
Суммарно порт:	28,5	24,1	25,7	22,1	51,7	24,3	92,9
%:	10,6	9,0	9,5	8,2	19,2	9,0	34,5
ГДМ, %	19,5		37		9		34,5
Заключение ПГИ, %	20		64		11		5

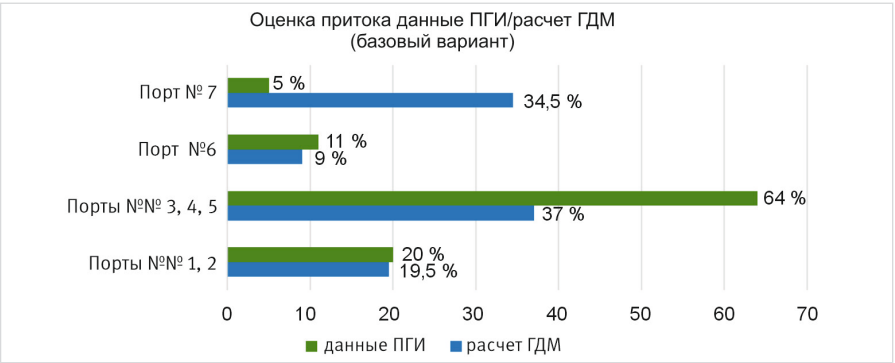


Рис. 6. Сравнительная диаграмма распределения объемов жидкости, добываемых из трещин ГРП, по данным ПГИ и результатам базового расчета на ГДМ
Fig. 6. Comparative diagram of liquid production share from hydraulic fractures, according to production logging data and the results of the basic calculation on the simulation model

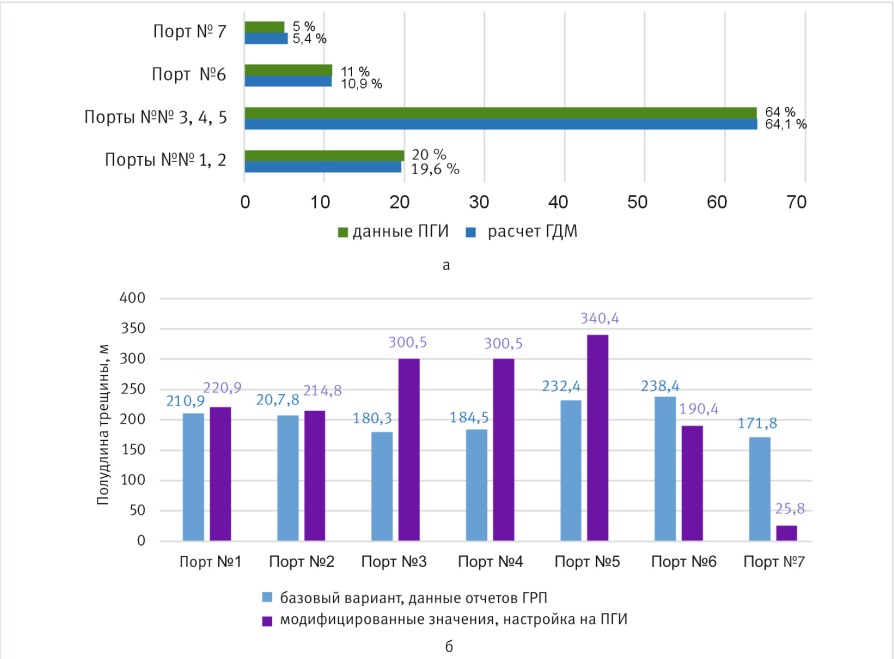


Рис. 7. Сравнительная диаграмма: а — доли притока из трещин ГРП по данным ПГИ и результатам расчета на ГДМ с модификацией полудлин трещин ГРП; б — значений полудлин трещин ГРП по данным инженерных отчетов и расчетных значений в ГДМ, настроенных на ПГИ
Fig. 7. Comparative diagram: а — distribution of fluid production share from hydraulic fractures, according to production logging data and the results of calculations on the simulation model with modification of the half-lengths of hydraulic fractures; б — values of the half-lengths of hydraulic fractures according to engineering reports and calculated values in the simulation model, calibrated on production logging

Отметим, что все стадии ГРП выполнены на водном геле.

Результат адаптации скважины на основные показатели разработки приведен на рисунке 5. Исторический период работы скважины

непродолжительный, что позволило задать посуточно исторические данные с сохранением приемлемого времени расчета модели. Расхождения накопленных и текущих показателей не превышают допустимые пределы.

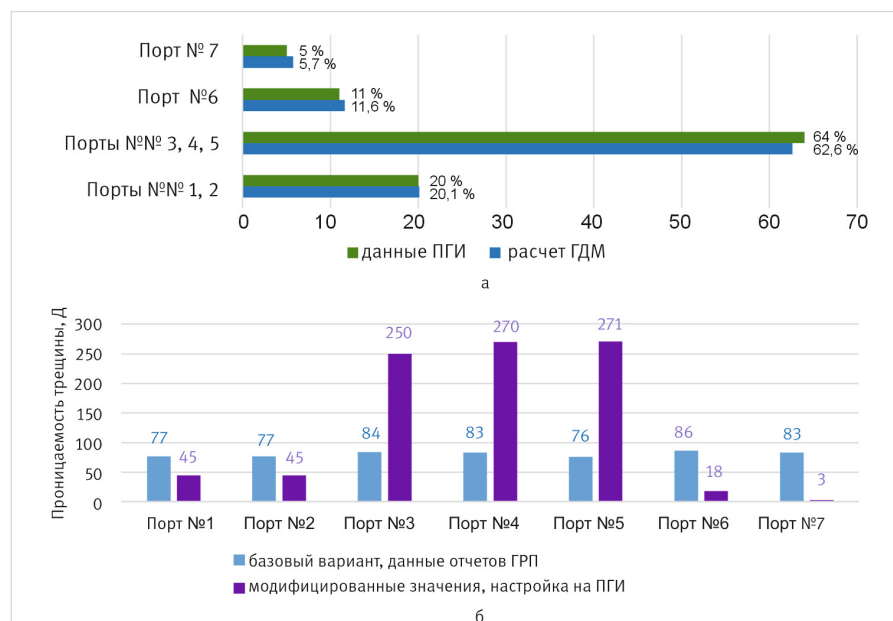


Рис. 8. Сравнительная диаграмма: а — распределения доли притока из трещин ГРП по данным ПГИ и результатам расчета на ГДМ с модификацией проницаемостей трещин ГРП; б — значений проницаемостей трещин ГРП по данным инженерных отчетов и расчетных значений в ГДМ, настроенных на ПГИ

Fig. 8. Comparative diagram: a — distribution of fluid production share from hydraulic fractures, according to production logging data and calculation results on the simulation model with modification of hydraulic fracture permeabilities; б — values of hydraulic fracture permeabilities according to engineering reports and calculated values in the simulation model, configured on production logging results

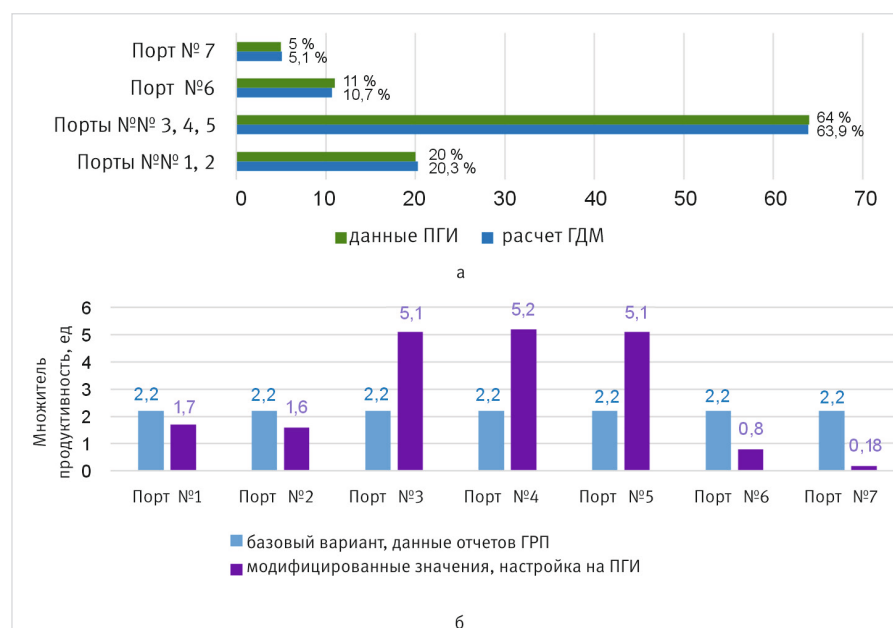


Рис. 9. Сравнительная диаграмма: а — распределения объемов жидкости, добываемых из трещин ГРП, по данным ПГИ и результатам расчета на ГДМ с модификацией множителей проводимости трещин ГРП; б — значений множителей проводимости трещин ГРП базового варианта адаптированной ГДМ и варианта настройки на данные ПГИ

Fig. 9. Comparative diagram: a — distribution of fluid production share from hydraulic fractures, according to production logging data and the results of calculations on the simulation model with modification of hydraulic fracture conductivity multipliers; б — values of hydraulic fracture conductivity multipliers of the basic version of the matched simulation model and the version adjusted to the production logging data

Сравнение расчетных значений с профилем притока по данным ПГИ в первой итерации показало следующие результаты. По расчету реализации ГДМ без корректировки параметров трещин основной приток (до 64 %), полученный из центральной части ствола (муфты ГРП № 3, 4 и 5), не воспроизводится (относительное расхождение около 50 %). Пятачная часть (муфты ГРП № 6 и 7) работает значительно лучше факта, получено до 45 % от общего дебита, что является результатом отбора трещины № 7. Муфты ГРП № 1 и 2, не охваченные исследованием, воспроизводят оценочный приток с глубины текущего забоя корректно, получено около 20 % от общего дебита. Результаты расчета ГДМ относительно данных ПГИ приведены в таблице 2 и на рисунке 6.

Для настройки работы трещин на данные исследований было принято решение изменять параметры полудлин трещин, их ширины, проницаемости, множители продуктивности, отдельные функции деградации для каждой трещины, а также ширину зоны влияния трещины (стимулированного объема пласта SRV) и множитель проницаемости пласта в зоне влияния. Варьирование высоты трещин в многовариантных расчетах не предполагалось, так как высота трещин по всем предпосылкам значительно превышает толщину коллектора в районе скважины, а ниже и выше лежащие продуктивные пласты находятся на значительном удалении.

Так, для настройки на профиль притока полудлины трещин были изменены до значений, представленных на рисунке 7б. Стоит отметить, что многовариантные расчеты ожидаемо показывают существенное взаимовлияние трещин, при изменении параметров группы трещин происходит перераспределение отборов, в том числе с учетом установленного целевого контроля по добыче жидкости (рис. 7а).

Инструмент настройки позволил получить хорошую сходимость, однако полученные значения для портов № 3, 4 и 5 выглядят маловероятными в текущих предпосылках и с учетом параметров проведенного ГРП. Аналогичный результат показала попытка настройки на профиль притока изменением ширины трещин. Превышающие теоретически достижимые на данной технологии проницаемости трещин показал и расчет с попыткой настройки объемов притока по портам данным параметром.

Комбинация данных параметров в рамках одного варианта позволяет произвести настройку объемов притока к трещинам, не выходя за потенциально приемлемые величины значений, однако такой подход имеет несколько равновероятных решений, что не дает однозначного ответа.

Высокой точности настройки на профиль притока удается добиться изменением параметра множителя продуктивности трещин без изменения геометрических характеристик. Результаты представлены на рисунке 9.

Отдельно рассчитывался набор вариантов, где параметры геометрии и фильтрационных характеристик соответствовали инженерным отчетам (базовый вариант), а для настройки на результаты ПГИ принималась не единая функция деградации трещин скважины, а для каждой трещины подбирались собственные. При этом помимо отборов жидкости в период проведения исследования целевым критерием было сохранение расчетной динамики забойного давления относительно исторических данных. Функция

деградации трещин в гидродинамической модели задается ключевым словом FLOWFTBL, данное ключевое слово задает табличные функции зависимости проницаемости от потока (или времени) в модели скважины для задания трещин. Результаты такой настройки представлены на рисунке 10.

Согласно оценке ПГИ приток из трех центральных трещин скважины (до 64 % от общего дебита) фиксируется приборами как суммарный поток, что может свидетельствовать о работе данного интервала как единого ввиду образования зоны динамического влияния проведенных ГРП, что выражено в повышенной трещиноватости и, как следствие, проницаемости участка. Поэтому дополнительно проводилась серия расчетов с заданием ширины зоны влияния трещины (стимулированного объема пласта SRV) и множителя проницаемости пласта в зоне влияния.

Так, ширина зоны влияния трещин для портов № 3, 4 и 5 задавалась равной 50 метрам (при межпортовом расстоянии для данной ГС в среднем около 100 м), а множитель проницаемости пласта в зоне влияния путем многовариантных расчетов установлен равным 10, что дало полную сходимость данных расчета отбора жидкости из данных портов в период проведения исследования с данными ПГИ (64 %). Результат представлен на рисунке 11.

На используемой ГДМ были выполнены сравнительные расчеты для анализируемой скважины в качестве прогнозной, период исторической работы не учитывался. То есть изначально с первого расчетного шага трещинам задавались подобранные ранее характеристики настройки на профиль притока ПГИ. На рисунке 12 представлено сопоставление интегральных показателей разработки для вариантов с базовыми характеристиками трещин, изменением полудлин трещин, изменением зоны влияния трещин и ее проницаемости, а также различными функциями деградации трещин. Прогнозные варианты рассчитывались на период начала 5-го года разработки, что имеет наибольшее влияние на показатели экономической оценки, учитывая отсутствие в районе скважины организованной системы ППД, отсутствие контрастных зон фильтрационно-емкостных свойств, отдаленность контура нефтеносности, демонстрируемые различия (до 30 % в абсолютных величинах) указывают на существенное потенциальное влияние настройки трещин ГРП на повышение прогнозной точности расчетов ввиду распространения трещин в зоны различной насыщенности, фронта нагнетаемой воды, создания зон повышенной проводимости и пр.

Итоги

Выполнен анализ информативности термических исследований в горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП. Установлено, что есть период времени, когда тепловое поле после выполнения ГРП достаточно охлажденное, чтобы термометрия была наиболее информативна. Авторами проинтерпретированы исследования реальной скважины, выполненные непосредственно после ГРП. По результатам интерпретации установлено, что средние три порта ГРП объединяются и дают суммарный поток более 60 %. Данное объединение портов может быть связано как с межпортовыми перетоками, так и возникновением высокопроводящей зоны трещиноватости,

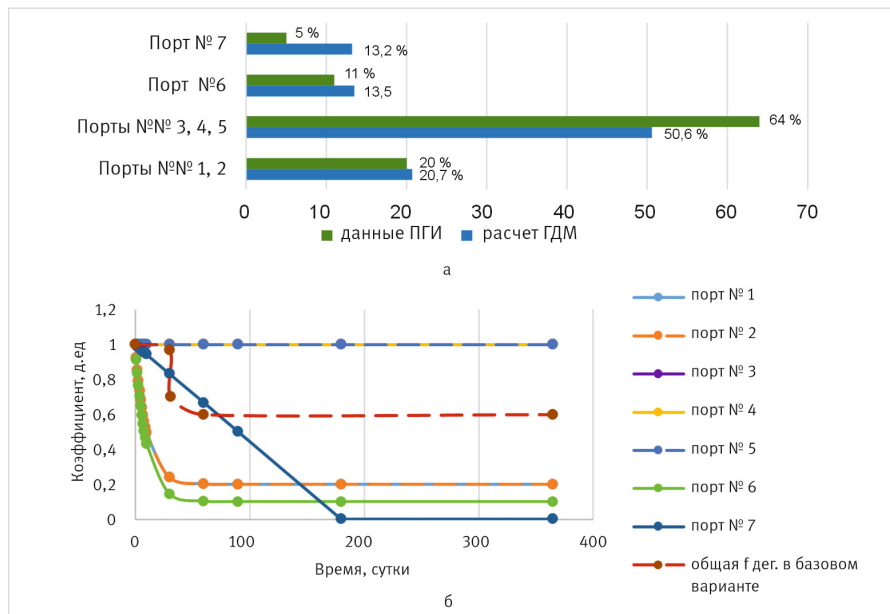


Рис. 10. Результаты настройки ГДМ на ПГИ с использованием функции деградации трещин: а — сравнительная диаграмма распределения объемов жидкости, добываемых из трещин ГРП, по данным ПГИ и результатам расчета на ГДМ с заданием индивидуальных функций деградации для каждой трещины ГРП; б — зависимости коэффициента деградации трещин ГРП от времени относительно общей функции деградации для всех трещин скважины базового варианта
Fig. 10. Results of hydrodynamic model matching on the production logging data using the fracture degradation function: a — comparative diagram of the distribution of liquid production share from hydraulic fractures, according to the production logging data and the results of the simulation model calculation with the assignment of individual degradation functions for each hydraulic fracture; б — the relationship of the degradation coefficient of hydraulic fractures on time relative to the general degradation function for all fractures in the well of the base case

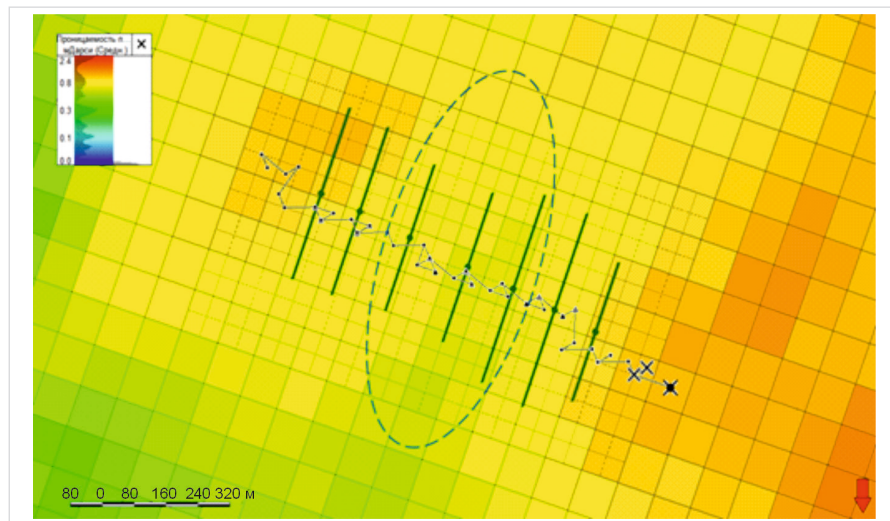


Рис. 11. Предполагаемая зона влияния трещин, область стимулирования естественной трещиноватости пласта (поле проницаемости, мД)
Fig. 11. Proposed zone of fracture influence, area natural fracturing stimulation within the formation

которая и была использована для адаптации 3D-модели.

На основе ПГИ проведена адаптация модели фактической скважины разными способами: комбинацией изменения разных геометрических параметров трещин, деградацией трещин и моделированием зоны SRV. По результатам запуска моделей на прогноз установлено, что накопленная добыча нефти при воспроизведении высокопроводящей зоны на 8 % выше. На основе расчетов на месторождении принято решение о проведении ГРП по технологии, приводящей к образованию

SRV, для повышения эффективности разработки anomalно низкопроницаемых ачимовских отложений.

Выводы

На основе промыслово-геофизических исследований, в частности термометрии скважин, получен профиль притока из трещин ГРП, проведена адаптация модели к результатам ПГИ с применением разных подходов к изменяемым параметрам. Результаты ПГИ предполагают возникновение высокопроводящей зоны трещиноватости (SRV) в окрестности

средних портов ГРП в окрестности скважины. Адаптация на исторические данные работы скважины разными способами показала, что прогнозные показатели для случая образования SRV имеют самые оптимистичные значения.

Литература

1. Аксенова Н.А., Орлова А.Е. Геологические особенности ачимовских отложений севера Тюменской области. Вестник науки и образования. 2018. № 9. С. 37–39.
2. Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С. и др. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2024. № 9. С. 6–16.
3. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г. и др. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования // ПРОнефть: профессионально о нефти. 2018. № 2. С. 16–21.
4. Гуляев Д. Н., Ипатов А.И., Каешков И.С. и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 68–72.
5. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неоконских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. 140 с.
6. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
7. 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.
8. Митяев М.Ю., Буторин А.В., Онегов А.В., Асмандияров Р.Н. Геологическая интерпретация и вовлечение в разработку распределительных каналов глубоководных отложений. ПРОнефть: профессионально о нефти. 2018. № 2. С. 11–15.
9. Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И. и др. 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.
10. Никонорова А.Н., Кременецкий М.И., 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.
12. Никонорова А.Н., Ерастова В.А. Контроль эффективности многостадийного гидроразрыва пласта при вскрытии коллекторов в условиях высокого газового фактора // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6. С. 14–23.
12. Переплеткин И.А., Забоева А.А., Музраева Б.Ю., Алехин И.И., Викторова Е.М. Учет особенностей геологического строения ачимовских отложений при проведении многовариантной оценки продуктивного объема. Геомодель 2024. М.: Геомодель Развитие, 2024. С. 17–21.
13. Соловьева В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Никонорова А.Н. Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 3. С. 151–162.
14. Belyadi H., Fathi E., Belyadi F. Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis. Gulf Professional Publishing, 2019, 632 p. (In Eng).

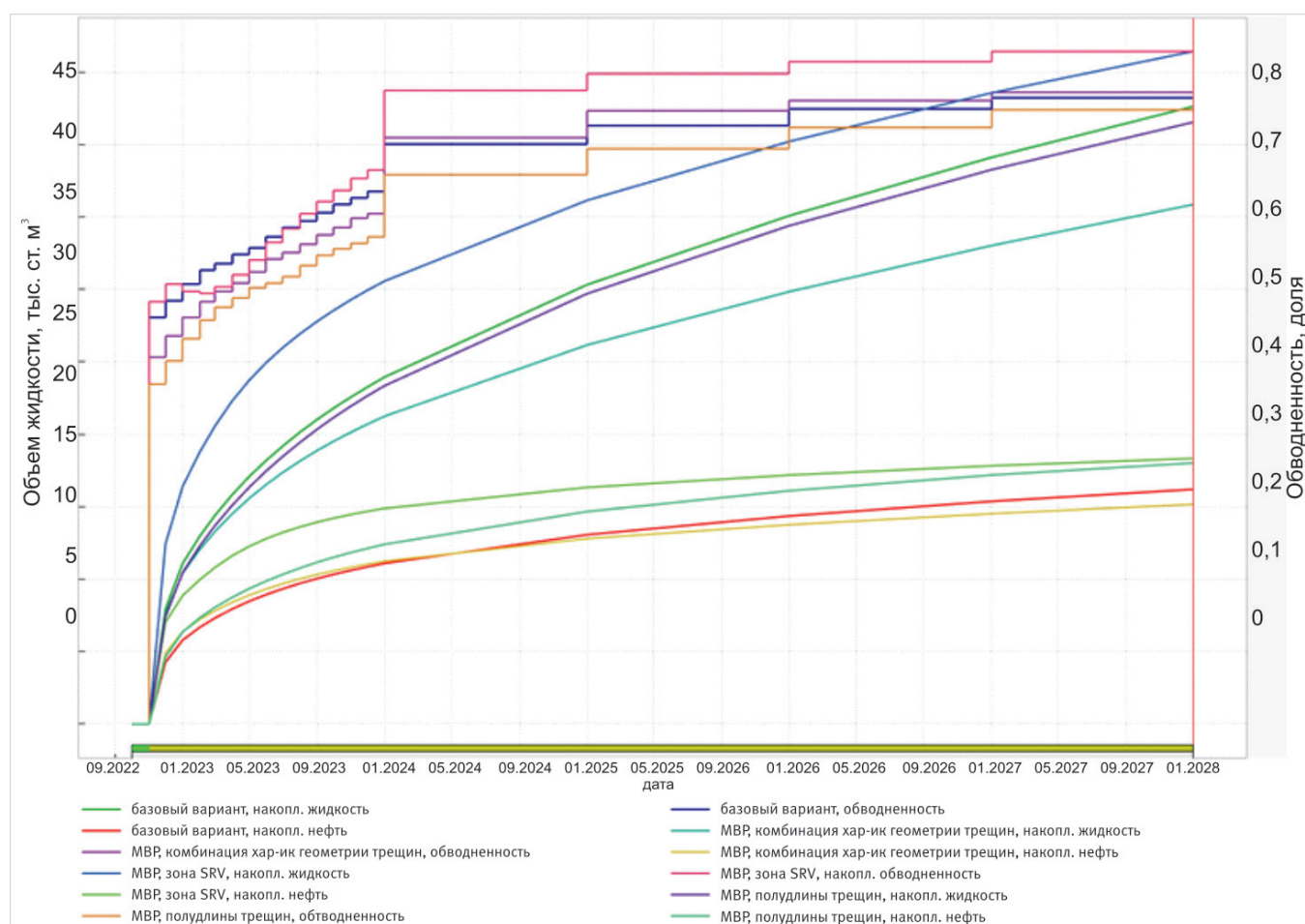


Рис. 12. Сопоставление прогнозных расчетов добычи жидкости, нефти и обводненности в вариантах с различными предпосылками геометрических и фильтрационных характеристик трещин ГРП
Fig. 12. Oil, liquid and water cut production forecast comparison in variants with hydraulic fractures geometry and characteristics with different assumptions

Results

The analysis of the information content of temperature logging in horizontal wells with multistage hydraulic fracturing was performed. It was established that there is a period of time when the thermal field after the hydraulic fracturing procedure is cooled enough for the temperature logging to be most informative. The authors interpreted the temperature logging in a real well, carried out immediately after hydraulic fracturing. Based on the interpretation results, it was established that the middle three hydraulic fracturing ports are combined and provide a total flow of more than 60 %. Such production profile can be associated with both crossflow between ports and the occurrence of a highly conductive stimulated reservoir volume, which was used to adapt the 3D reservoir model. Based on the production logging results, the well model history matching procedure was carried out in different ways: a combination of changing different geometric parameters of fractures, degradation of fractures

and modeling the SRV zone. Based on the results of running the models for production forecasting, it was established that the cumulative oil production with SRV is 8 % higher. Based on calculations a decision was made at the field to conduct hydraulic fracturing using technology that leads to the formation of SRV to increase the efficiency of developing the abnormally low-permeability Achimov deposits.

Conclusions

Based on production logging, in particular well temperature logging, production profile has been quantified, history matching has been carried out using different approaches. The results of the production logging suggest the occurrence of a highly conductive stimulated reservoir volume (SRV) around ports at the middle in the well. History matching to well production data using different assumptions showed that the forecast indicators with the assumption of the SRV zone have the most optimistic values.

References

1. Aksenova N.A., Orlova A.E. Geological peculiarities of the Achimov deposits of the North of the Tyumen region. Herald of science and education, 2018, issue 9, P. 37–39. (In Russ).
2. Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S. et al. Reserves probabilistic assessment approach involving quantitative geological risks accounting for Achimov deposits with low exploration maturity. PRONEFT. Professionally about oil, 2024, issue 9, P. 6–16. (In Russ).
3. Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G. et al. Key problems of achimov deposits development on the different scales of studying. Proneft. Professionals about Oil, 2018, issue 2, P. 16–21. (In Russ).
4. Gulyaev D.N. Ipatov A.I., Kaeshkov I.S. et al. Reservoir surveillance when hard-to-recover reserves developing. Oil industry, 2015, issue 9, P. 68–72. (In Russ).
5. Gurari F.G. Structure and conditions of formation of clinoforms of Neocomian deposits of the West Siberian Plate (history of the formation of ideas). Novosibirsk: SNIIGiMS, 2003, 140 p. (In Russ).
6. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field geophysical control for optimisation of oil and gas field development. / Izhevsk: Institute of Computer Research, 2020, 756p. (In Russ).
7. Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Voron K.A., Guljaev D.N., Bakhmutov A.V. Well completion effectiveness surveillance for low-permeability reservoirs for wells with complex completion based on periodic pressure transient tests. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 68–77. (In Russ).
8. Mityaev M.Yu., Butorin A.V., Onegov A.V., Asmandiyarov R.N. Deep-marine channels interpretation and development involve. PRONEFT: professionally about oil, 2018, issue 2. P. 11–15. (In Russ).
9. 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).
10. Nikonorova A.N., Kremenetsky M.I., 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).
11. Nikonorova A.N., Erastova V.A. Control of the multistage hydraulic fracturing effectiveness under conditions of high gas-oil ratio in the well. Scientific journal of the Russian gas society, 2023, issue 6, P. 14–23. (In Russ).
12. Perepletkin I.A., Zaboieva A.A., Muzraeva B.Yu., Alekhin I.I., Viktorova E.M. Probabilistic assessment of achimov deposits taking into account geological features of conceptual model. Geomodel 2024. Moscow: Geomodel Razvitie, 2024, P. 17–21. (In Russ).
13. Soloveva V.V., Kremenetskiy M.I., Kricheskiy V.M., Nikonorova A.N. The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells. Georesources, 2023, Vol. 25, issue 3, P. 151–162. (In Russ).
14. Belyadi H., Fathi E., Belyadi F. Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis. Gulf Professional Publishing, 2019, 632 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

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

Космачева Мария Сергеевна, главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

Переплеткин Иван Алексеевич, инженер, Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

Исмаилов Магомедрашад Шамилович, студент, РГУ НИУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Остапчук Софья Сергеевна, младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

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

Nikonorova Anastasia Nikolaevna, assistant, Gubkin University, Moscow, Russia

Gulyaev Danila Nikolaevich, ph.d. of engineering sciences, associate professor, Gubkin University, Moscow, Russia

Kosmacheva Maria Sergeevna, chief specialist, “Gazprom neft” Group of Companies, St. Petersburg, Russia

Perepletkin Ivan Alekseevich, engineer, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; chief specialist, “Gazprom neft” Group of Companies, St. Petersburg, Russia

Ismailov Magomedrashad Shamilovich, student, Gubkin University, Moscow, Russia

Ostapchuk Sofya Sergeevna, junior researcher, Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia