

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.11>

УДК 622.016.25:622.234.573

Регулирование процесса выработки запасов углеводородов на основе динамического трассерного мониторинга профиля притока горизонтальных скважин

К.Н. Овчинников, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, А.В. Чибисов*, Д.Ю. Чудинова
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В настоящей работе представлены результаты геолого-промыслового анализа разработки и выработки запасов опытного участка с использованием результатов динамического маркерного мониторинга горизонтальных стволов добывающих скважин с применением высокоточных индикаторов.

В рамках исследований выполнена актуализация геологического строения участка пласта. Исследование включало проведение литолого-фациального анализа и геолого-гидродинамического моделирования пласта. Проанализировано энергетическое состояние пласта, и дана оценка эффективности системы заводнения с применением динамического анализа данных и корреляционного анализа. Выполнен анализ причин изменения динамики профилей притока во времени. На примере опытного участка реализован алгоритм принятия решений по регулированию процесса выработки запасов углеводородов, основанный на анализе актуальной геолого-технической информации, полученной в течение длительного динамического маркерного мониторинга работы горизонтальных скважин. Разработан комплекс рекомендаций, позволяющий достичь стабильной динамики показателей разработки, увеличить коэффициенты охвата вытеснением по площади и разрезу пласта, вовлечь в разработку ранее не дренируемые области запасов нефти. Представлены результаты анализа эффективности внедренных геолого-технологических мероприятий.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, многостадийный гидроразрыв пласта, профиль притока, маркерная диагностика; промыслово-геофизические исследования, маркеры, трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования: Овчинников К.Н., Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х., Чибисов А.В., Чудинова Д.Ю. (2022). Регулирование процесса выработки запасов углеводородов на основе динамического трассерного мониторинга профиля притока горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 24(4), с. 126–137. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.11>

Введение

В последние десятилетия, большая часть проектов строительства горизонтальных скважин (ГС) сопровождается проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Ключевые вопросы контроля и регулирования процесса разработки месторождений горизонтальными стволами с МГРП представлены в работах Антониади Д.Г., Бадьянова В.А., Валеева М.Д., Владимировой И.В., Гавуры В.Е., Жданова С.А., Зейгмана Ю.В., Мищенко И.Т., Мухаметшина В.Ш., Пономарева А.И., Сургучева М.Л., Токарева М.А. и других. Согласно исследованиям, при общем росте объемов бурения ГС, при увеличении длины горизонтальных стволов и количества ступеней МГРП уровни добычи нефти часто не соответствуют проектным значениям. Одной из базовых тенденций развития современной системы промыслово-геофизического и гидродинамического контроля является переход от технологий единичных измерений к непрерывному мониторингу динамики промысловых и геофизических параметров. В связи с этим, важной задачей является создание информационных технологий, позволяющих

получить полную информацию по притокам (приемистости) продуктивных интервалов скважин (Шестаков и др., 2019). Суть проблемы заключается в том, что традиционные методы исследования в горизонтальных стволах позволяют получить данные лишь во время прохода комплекса промыслово-геофизических исследований (ПГИ) по стволу скважины (Алиев, Бондаренко, 2004; Кременецкий и др., 2004). Нет возможности отслеживать динамику работы интервалов ствола или ступеней МГРП в зависимости от изменений режима работы насоса, депрессии, работы системы поддержания пластового давления (ППД) (Овчинников, 2019; Овчинников и др., 2020).

Альтернативным решением внутрискважинным каротажным исследованиям являются различные трассерные методы исследования притоков для получения данных о работе интервалов горизонтальных стволов (Овчинников, 2022). Главным преимуществом подобных технологий является возможность получать данные на протяжении длительного периода времени со значительным уменьшением требуемых ресурсов, что открывает новые возможности по управлению работой скважины и пласта, приводит к увеличению накопленной добычи (Овчинников и др., 2020).

Трассерные технологии исследования скважин основаны на размещении индикаторов притока по горизонтальному стволу. При наличии контакта с целевым пластовым флюидом (нефть, вода, газ), трассерные частицы попадают

* Ответственный автор: Александр Вячеславович Чибисов
e-mail: z077@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

в него и двигаются вместе с потоком. С устья скважины осуществляется отбор проб флюида, после чего проводится их анализ на количественное определение трассеров каждого кода. По результатам анализа интерпретируются данные о распределении притока нефти и воды по каждому интервалу (Dulkarnaev et al., 2021b).

В данной статье использованы аналитические данные мониторинга трассерных технологий, получивших широкое применение на месторождениях Западной Сибири (Овчинников, 2022). Технология динамического мониторинга профиля притока горизонтальных скважин (ДМПП), заключающаяся в долгосрочном получении информации о профиле и составе притока горизонтальных стволов без внутрискважинных операций, основана на применении квантовых маркеров-репортеров, представляющих собой высокоточные индикаторы притока. Методические основы и более подробная информация о результатах применении трассерных технологий исследования притоков приведены в работах (Dulkarnaev et al., 2020, 2018). В данных работах авторами приведены результаты исследований анализа проб пластового флюида в периметре ПАО «Лукойл» и ПАО «Газпромнефть» и результаты сравнительных испытания трассерных технологий ДМПП с традиционными комплексами ПГИ, включающими термо- и влагометрию, разнесенные расходомеры и спектральную шумомерию. Сравнение с традиционными методами ПГИ проведено в четырех скважинах, при этом в каждом случае дана положительная оценка по сходимости.

Цель настоящей работы сводилась к обоснованию геолого-технических мероприятий по повышению эффективности выработки запасов углеводородов на основе комплексного геолого-промышленного анализа разработки и динамического трассерного мониторинга ДМПП.

В основу подготовки научной публикации взяты некоторые авторские материалы диссертационной работы (Овчинников, 2022): постановка актуальной проблемы исследования профилей притоков горизонтальных скважин с применением трассерных технологий, результаты мониторинга процесса выработки запасов углеводородов с применением маркерных технологий на примере опытного участка.

Результаты научных исследований, отраженные в статье были скорректированы с учетом исследований соавторов в рамках продолжения мониторинга разработки опытного участка. Авторским коллективом актуализированы данные литолого-фациальных исследований, геолого-гидродинамическая модель, результаты анализа интерференции скважин скважин, результаты оценки технологической эффективности по характеристикам вытеснения.

Объект исследования – опытный участок месторождения Западной Сибири, имеющий высокий потенциал для доразработки месторождения.

Исследуемый пласт БВ⁷₃₋₄ представлен пачкой клиноформенных песчаников ванденской свиты неокомского возраста. Песчаные тела характеризуются сложным пространением пород-коллекторов с низкими значениями толщин и проницаемости (менее 0,05 мкм²), высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств и параметров насыщения пласта, наличием литологических

замещений, повышенной глинистостью коллекторов (более 4%), наличием обширной водонефтяной зоны. Выше перечисленные особенности геологического строения участка изначально осложняют процесс равномерной по площади и разрезу выработки запасов нефти и обуславливают проблемы эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием.

Реализация решений проектного документа по разработке основного объекта БВ7 осуществлялась более низкими темпами, чем это было предусмотрено утвержденным вариантом. Низкая технологическая эффективность принятой системы разработки требует ее дальнейшего совершенствования, что обуславливает актуальность исследований.

Комплексный подход в рамках данной работы применен с целью дополнительного обоснования мероприятий для стабилизации добычи нефти и снижению обводненности, увеличения темпов выработки запасов и конечной нефтеотдачи в условиях высокой геологической неопределенности.

Материалы и методы

Задачи, поставленные в работе, решались комплексным анализом геолого-промышленных данных, статистических исследований интерференции между нагнетательными и добывающими скважинами методом ранговой корреляции Спирмена и результатов исследования профилей притока горизонтальных скважин. Геолого-промышленное обоснование мероприятий по регулированию разработки участка выполнено с помощью построения актуализированной геологической модели (ГМ) и гидродинамической модели (ГДМ) пласта БВ⁷₃₋₄.

Информационной основой для проведения исследований явилась геолого-промышленная база данных по опытному участку и результаты динамического мониторинга профиля притока горизонтальных скважин, предоставленных компанией ООО «ГеоСплит».

Результаты и обсуждение

Выполненные исследования представляет достаточно емкую по выполнению задачу. Алгоритм решения состоит из следующих основных этапов:

1) Уточнение и актуализация геологического строения участков пласта, которое включает в себя проведение литолого-фациального анализа и геолого-гидродинамического моделирования пласта;

2) Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов (динамика показателей разработки; анализ энергетического состояния пласта; анализ причин обводнения скважин);

3) Оценка эффективности системы заводнения с расчетом степени гидродинамической связи между скважинами статистическим методом ранговой корреляции Спирмена;

4) Геолого-промышленный анализ динамического маркерного мониторинга и анализ причин изменения динамики профилей притока во времени; анализ интерференции и наличия единой гидродинамической системы;

5) Разработка комплекса рекомендаций для регулирования процесса разработки и повышения эффективности системы поддержания пластового давления.

Результаты литолого-фациального анализа (ЛФА).

Согласно палеогеографическим данным, формирование песчаных пластов нижнего мела (ванденская свита, валланжин) происходило в мелководно-морской обстановке.

На основе комплекса седиментологических критериев (мощности отложений, структуры и текстуры осадка, признаков биотурбации) и по морфологии каротажных кривых ПС, ГК, исследуемый пласт БВ⁷₃₋₄ вандейской свиты месторождения X характеризуется как речная пришельфовая дельтовая система (рис. 1).

Пласт-коллектор БВ⁷₃₋₄ в пределах месторождения является переходной зоной (без однозначного водонефтяного контакта), что объясняет весьма высокое (40–60%) и хаотичное водонасыщение, наблюдаемое по керновым (рис. 2) и каротажным данным (Dulkarnaev et al., 2021b). Отложения пласта отличаются регрессивной последовательностью с укрупняющимся вверх гранулометрическим профилем, что отражает постепенное увеличение активности среды осадконакопления. Подобная последовательность является наиболее характерной для отложений

мелководно-морской зоны, как было отмечено ранее, и возникает в процессе заполнения аккомодационного пространства, падения уровня моря, проградации береговой линии и продвижения песчаных осадков прибрежного мелководья в сторону морского бассейна (Sultanov et al., 2021).

По результатам оценки седиментологических критериев, анализа электрометрических кривых и сопоставления их с кривыми Муромцева для объекта исследования (опытный участок) построена карта распространения фациальных зон осадконакопления (A1 – массивные песчаники распределительных каналов; A2 – деформированные песчаники – продукты оползневых процессов; A3 – алевролиты, переслаивающиеся с песчаниками – продукты внерусловых отложений прерывистых мутьевых потоков) (рис. 3).

Фация осадконакопления A1 состоит из хорошо отсортированного от тонко- до мелкозернистого песчаника (рис. 2А, 3). Данный тип имеет наилучшие фильтрационно-емкостные свойства. Каротажные кривые ПС и ГК

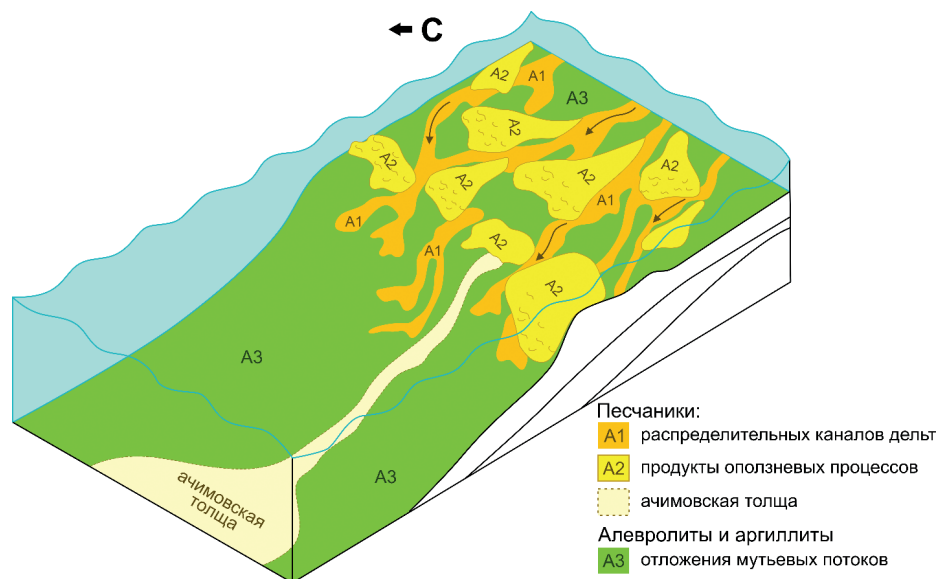


Рис. 1. Концептуальная модель осадконакопления месторождения X (без соблюдения масштаба)

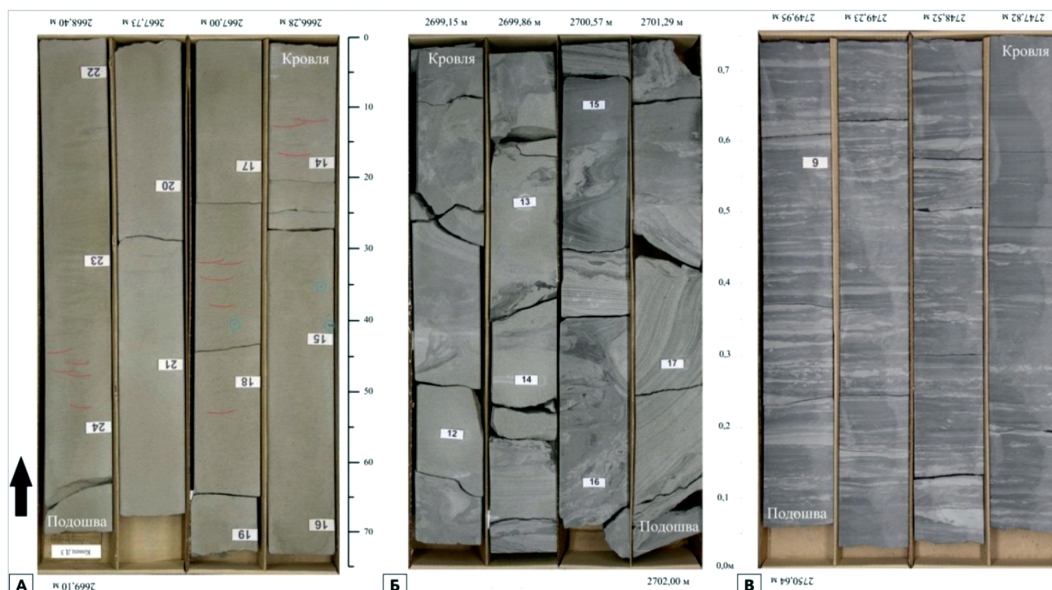


Рис. 2. Фото керна пласта БВ⁷₃₋₄ с основными фациями осадконакопления: А – массивные песчаники, Б – переработанные и деформированные песчаники, В – гетеролитический песчаник и алевролит

в большинстве случаев цилиндрической формы с уменьшением размера частиц к кровельной линии.

Фация осадконакопления А2 состоит из деформированного песчаника и алевролита. Представляет собой продукты оползневых процессов, вероятно, происходивших вследствие обрушения устьевого бара, расположенного на внешнем шельфе, а также имело место обрушение отложений рукавов и протоков дельты. Характеризуется преимущественно воронкообразными формами каротажных кривых ПС и ГК, указывающими на регрессивный гранулометрический тренд. Интенсивные деформации привели к разрыву непрерывности пластов, а значительное количество глинистого материала ухудшило пористость и проницаемость (рис. 2Б, 3).

Фация осадконакопления А3 состоит из алевролитов, переслаивающихся с тонкослоистыми, имеющими знаки ряби, пластинчатыми песчаниками, мощностью от 0,1 до 0,4 м. Интерпретируется как продукт внерусловых отложений прерывистых мутьевых потоков низкой плотности с небольшим гемипелагическим отложением глины и органического вещества (рис. 2В, 3). Потоки, сформировавшие эти пласты песчаника, интерпретируются как ненарушенные, так как слои песчаника имеют относительно плоское напластование, и не наблюдается никакого несогласного залегания или эрозионных поверхностей (Sultanov et al., 2021).

Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов участка. Разработка участка ведется с 2018 г. преимущественно горизонтальными скважинами. Заводнение организовано в 2019 г. Согласно проекту, на участке сформирована внутриконтурная очаговая система поддержания пластового давления. Карта разработки анализируемого участка приведена на рис. 4.

Как показывает динамика показателей разработки участка (рис. 5), с начала 2020 г. по 2021 г. происходит падение добычи нефти, на фоне увеличения объемов закачки воды и увеличения обводненности. Последующие месяцы отмечена стабилизация уровней добычи нефти, что достигнуто увеличением площадного охвата заводнением за счет увеличения фонда нагнетательных скважин на участке за счет перевода в ППД обводненных скважин добывающих.

На дату анализа действующий фонд добывающих скважин составил 22 ед. Действующий фонд нагнетательных скважин – 11 ед. Соотношение добывающих скважин к нагнетательным составило 2. Жесткость заводнения

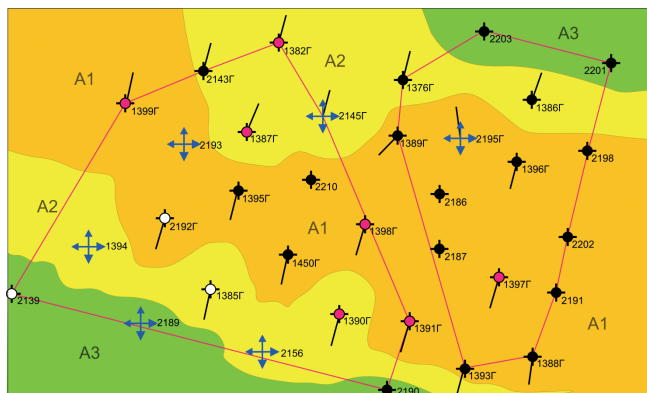


Рис. 3. Схематическая карта распределения фациальных зон участка пласта БВ⁷₃₋₄

достаточная. Увеличение объемов закачки воды позволяет стабилизировать Рпл на уровне 20 МПа. Компенсация отбора жидкости в пластовых условиях составила 36%.

Ранжирование фонда скважин по среднесуточному дебиту нефти позволяет отметить следующее: 50% скважин работают со среднесуточным дебитом по нефти менее 10,0 т/сут. Из них 27% скважин производят с низкими дебитами – менее 5 т/сут, и высокой обводненностью продукции – в среднем 90%.

Анализ выработки запасов и оценка степени выработки по площади участка выполнены на основе расчетов начальных и текущих запасов с использованием актуализированной ГДМ (рис. 6), результатов ЛФА и построения карт геологических параметров и их сопоставления с картой остаточных запасов. По результатам проведенных исследований можно отметить следующее. Пласт БВ⁷₃₋₄ характеризуется недостаточно равномерной выработкой запасов, что во многом обусловлено сложным геологическим строением (высокая зональная и послонная изменчивость по литологическому типу, фильтрационно-емкостным свойствам и параметрам насыщения, наличие литологических замещений, высокой глинистости коллекторов).

По имеющимся данным гидродинамических и геофизических исследований скважин в направлении с юга на север выявлено ухудшение фильтрационно-емкостных свойств в целом по разрезу, а также существенное уменьшение доли коллектора к подошвенной части пласта. В южной части участка пласт охвачен выработкой по всему разрезу, а в северной части к подошве пласта отмечается ухудшение коллекторских свойств, в связи с чем вырабатывается преимущественно прикровельная зона.

Согласно карте остаточных запасов, максимальное сосредоточение запасов наблюдается по субмеридиональной линии, проходящей по всему участку. По периметру пласта наблюдаются низкие значения.

Данное распределение запасов нефти обусловлено влиянием геологической неоднородности и особенностями строения пласта:

- сосредоточенность основных запасов в зонах наибольших нефтенасыщенных толщин;
- большая часть участка с низким и средним коэффициентом песчаности;
- достаточно высокая степень расчлененности (до 10 ед.) в центральной части участка.

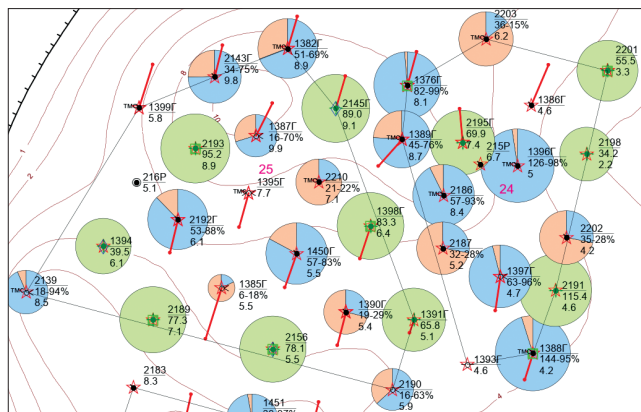


Рис. 4. Выкопировка карты текущего состояния разработки участка пласта БВ⁷₃₋₄

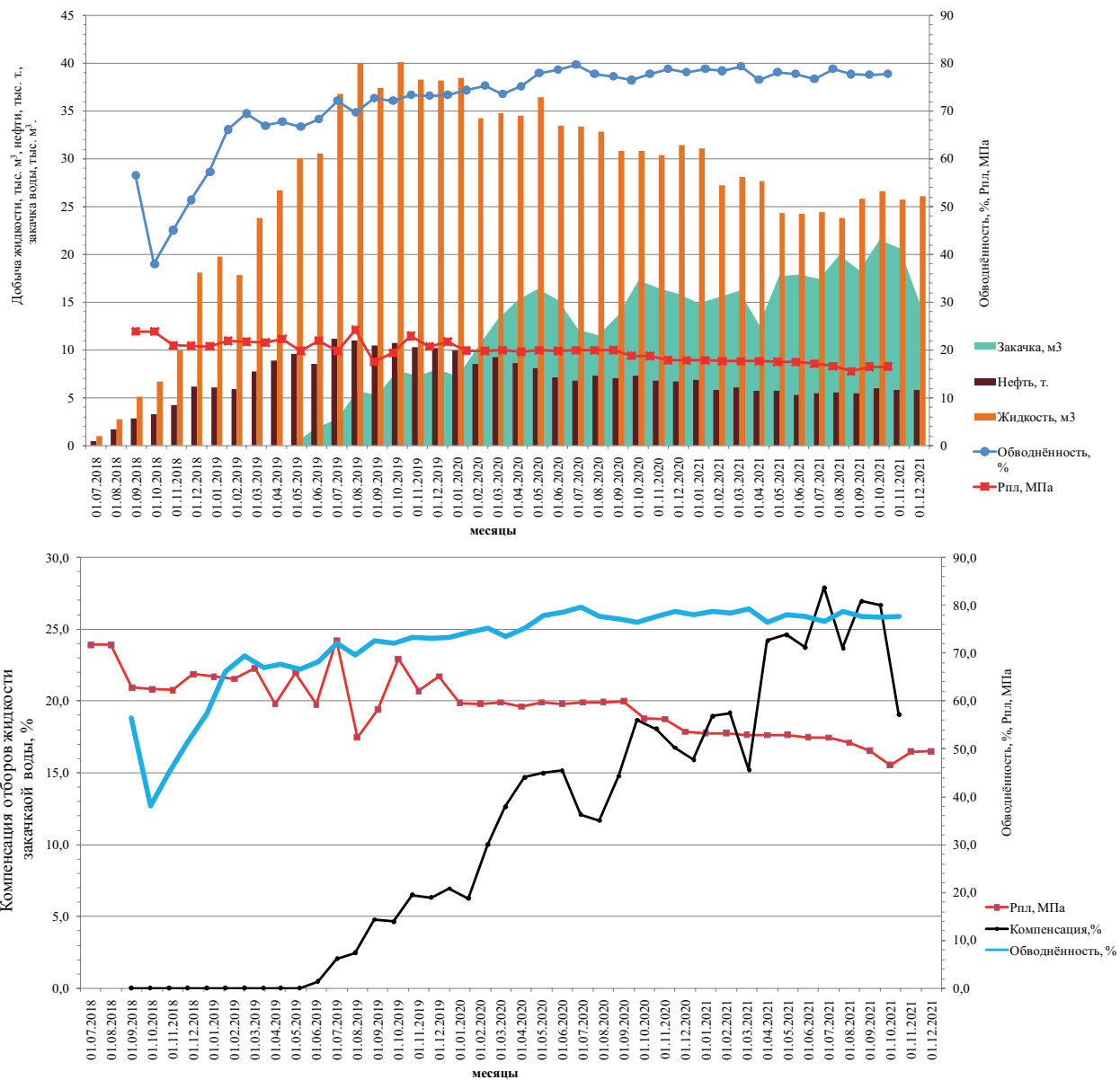


Рис. 5. Динамика основных показателей разработки опытного участка

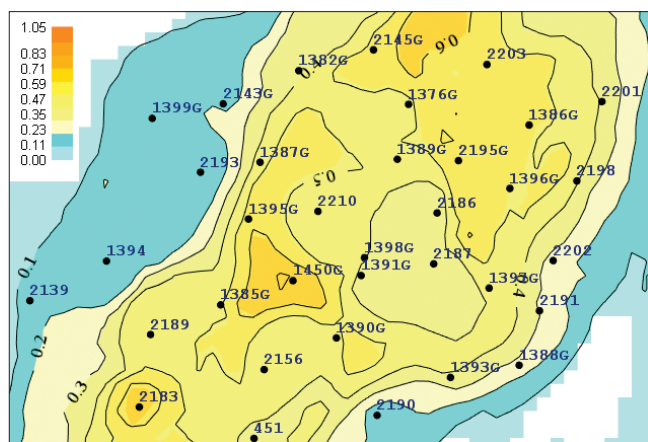


Рис. 6. Карта остаточных запасов нефти пласта BV⁷⁻³⁻⁴ по состоянию на 01.06.2021

В целом по участку на дату анализа отобрано 20,1% от начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) составил 0,09 д.ед (проектный КИН – 0,448). Обводненность продукции – 77,6%. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов в 2021 г. – 4,8%.

Результаты анализа энергетического состояния пласта

Проанализировано энергетическое состояние пласта BV⁷⁻³⁻⁴ участка. По результатам ГДИС, выполненных в 2021 г., построена карта изобар (рис. 4). Заводнением преимущественно охвачен весь участок. В зоне отбора пластовое давление составило 20,6 МПа; в зоне нагнетания – 25,4 МПа, относительно начального значения пластового давления – 26,9 МПа. Введение в систему ППД нагнетательных скважин в восточной и центральной части участка оказало положительное влияние на энергетическое состояние пласта и, как следствие, на продуктивность скважин.

Для оценки эффективности системы заводнения проведен статистический анализ методом ранговой корреляции Спирмена. Расчет корреляции выполнен на основании сопоставления временных рядов: суточные данные о приемистости нагнетательной скважины – дебиты жидкости, нефти и обводненности скважины, объемы закачки воды – добыча жидкости и нефти за месяц. Оценена степень влияния нагнетательной скважины на добывающую в каждой паре выборки. По результатам анализа интерференции

скважин установлено направление преимущественной фильтрации. Качественная оценка тесноты связи величин параметров x_i , y_i проводилась на основе шкалы Чеддока. По результатам расчетов выполнено картирование главенствующих направлений фильтрации для участка пласта (рис. 7).

В целом, участок характеризуется от умеренной до заметной теснотой связи. Как видно на рис. 8 высокая степень взаимосвязи прослеживается преимущественно в одном направлении. Влияние нагнетания отмечено: в западной части участка в районе нагнетательных скважин №1394 (заметная связь со скважинами №№2192Г, 2139) и № 2189 (заметная связь со скважиной №2192Г); в юго-западной части участка в районе нагнетательной скважины №2156 (заметная связь со скважиной №1450Г); в центральной части участка в районе нагнетательной скважины №2145Г (высокая теснота связи со скважиной №2210 и умеренная со скважинами №№ 1376Г, 1389Г).

Сопоставление карты корреляционных значений Спирмена с картами пластовых давлений позволяет выделить на участках с установленным влиянием работы нагнетательных скважин зоны пониженных пластовых давлений, что косвенно указывает на необходимость увеличения объемов закачки воды в нагнетательные скважины №1394, №2189, №1389 для компенсации отборов жидкости и восстановления энергетики пласта, и повышения продуктивности в скважинах №2139, №1385 и №1389Г. Низкая продуктивность скважин обусловлена снижением пластового давления в отмеченных зонах расположения скважин.

На основе комплексного анализа геолого-промысловых данных определены основные проблемы разработки объекта:

- начальная высокая обводненность при освоении скважин после МГРП;
- снижение дебитов нефти по причине ухудшения энергетического состояния пласта в зонах отбора скважин;
- взаимовлияние/интерференция между добывающими горизонтальными скважинами в условиях отсутствия должной компенсации отборов закачкой.

Основной проблемой разработки участка пласта БВ⁷₃₋₄ является преждевременное обводнение горизонтальных скважин, приводящее к существенному снижению дебитов нефти и конечной нефтеотдачи.

Представление о распределении источников обводнения было получено на основе анализа площадного

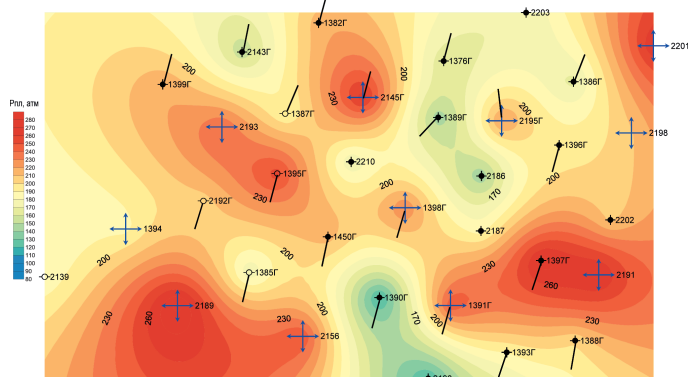


Рис. 7. Карта изобар пласта по состоянию на 01.12.21 г.

изменения характера динамики обводнения скважин по площади участка. Для этих целей дополнительно были построены карты текущей и начальной обводненности, а также проведен анализ значений водонефтяного фактора (ВНФ). Наиболее высокие значения приведенного водонефтяного фактора указывают на то, что вероятным источником обводнения являются контурные или подошвенные воды. Высокие значения ВНФ наблюдаются у скважин №№1391Г, 1397Г, 1398Г, 1399Г.

Результаты маркерной диагностики и мониторинга профилей притоков горизонтальных скважин, анализ причин обводнения скважин. Работы маркерной диагностики и мониторинга профилей притоков по технологии GEOSPLIT проводились на 5 горизонтальных скважинах, содержащих от трех до шести интервалов селективно по нефти и воде. На каждой из скважин проводилось от шести до восьми исследований профиля притока к ГС. Целью исследования являлась оценка вклада стадий МГРП по нефти и воде в режиме мониторинга. Решались следующие задачи:

- оценка количества работающих стадий МГРП и вклада каждого порта МГРП в работу горизонтальной скважины, по нефти и по воде;
- выявление прорывов воды; выявление неработающих интервалов; оценка эффективности системы ППД и ее влияние на работу ГС;
- оценка соотношения работы интервалов;
- оценка выработки коллектора по интервалам обрванных трещин ГРП.

Технология заключается в получении потока информации о профиле и составе притока по каждому исследуемому интервалу горизонтального ствола за счет размещения маркеров-репортеров в ходе закачки пропанта при проведении МГРП или в составе компоновок нижнего заканчивания в виде специальных кассет на этапе строительства скважины. Каждой стадии МГРП соответствует уникальный код маркеров-репортеров (рис. 9). При контакте с пластовым флюидом в процессе работы скважины происходит высвобождение маркеров-репортеров из полимерной матрицы и вынос потоком флюида на поверхность. В процессе работы скважины производится отбор устьевых проб с определенной периодичностью, по результатам анализа выполняется количественная оценка вклада каждой стадии в дебит скважины по каждой фазе пластового флюида (Шестаков и др., 2019).

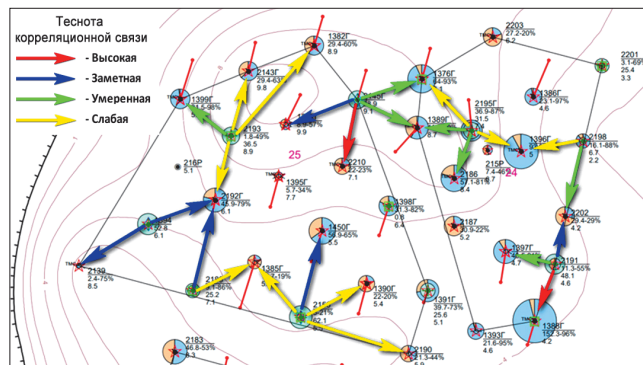


Рис. 8. Карта-схема корреляционных значений Спирмена. Оценка взаимосвязи между нагнетательными и добывающими скважинами (временные ряды: приемистость, объем закачки – обводненность, r фж, r қн, rQ_n , $rQ_ж$).

На основе сопоставления результатов четырех методов оценки эффективности реализованной системы ППД (пофазной динамике изменений профиля притока к стволу, подтвержденной статистическим методом ранговой корреляции Спирмена, оценкой направлений линий тока и многофакторного анализа) определены следующие проблемы разработки:

- снижение дебитов нефти по причине ухудшения энергетического состояния пласта в зонах отбора скважин ввиду отсутствия достаточного охвата заводнением.
- взаимовлияние/интерференция между добывающими горизонтальными скважинами в условиях отсутствия должной компенсации отборов закачкой.

Также выявлено, что 3 скважины, оборудованные системами ДМПД, находятся в одной «дренируемой зоне» и взаимно влияют на работу портов МГРП и на технологические показатели работы скважин. На рис. 10 приведена интерпретация результатов исследований профилей притоков к горизонтальным скважинам (Овчинников, 2022).

Исследования в работе Овчинникова К.Н. в дальнейшем скорректированы с учетом результатов ЛФА и актуализации геологической и гидродинамической моделей, выполненных в рамках продолжения мониторинга разработки участка авторским коллективом УГНТУ (Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, А.В. Чибисов, Д.Ю. Чудинова). Согласно выполненным исследованиям, анализ кубов начальной водонасыщенности геологической модели показал, что одним из основных факторов

повышенной обводненности продукции на начальном этапе эксплуатации горизонтальных скважин является высокая степень водонасыщенности (более 60%). На рис. 11 представлен пример сопоставления разрезов маркированных скважин по кубу начальной водонасыщенности с работой портов. Установлено, что обводнение некоторых портов напрямую зависит от водонасыщенности коллектора, вследствие чего и происходит преждевременное обводнение как в определенных портах, так и в скважинах в целом. Например, по результатам маркерных исследований скважины №1399Г (рис. 11), можно сделать следующие выводы об эффективности работы портов МГРП скважины.

1. На протяжении всего исследования обводненность пластовой продукции крайне высока, и меняется данный параметр в пределах от 87% до 98%;

2. Порт 4 практически на протяжении всего исследования вносил наибольший вклад в работу скважины – от 11 до 77%;

3. Порты 1 и 3 характеризуются наименьшей выработкой на протяжении всего исследования (кроме 1 отбора, в этот период вклад порта 1 составил 88%).

Обводнение скважины 1399Г происходит преимущественно за счет второго порта, находящегося в зоне пласта с высокой начальной водонасыщенностью свыше 60%. Обводнение четвертого порта предположительно связано с приобщением вышележающего водоносного пласта.

Аналогичные выводы сделаны по остальным маркированным скважинам. Обводнение происходит преимущественно за счет изначально высокой водонасыщенности

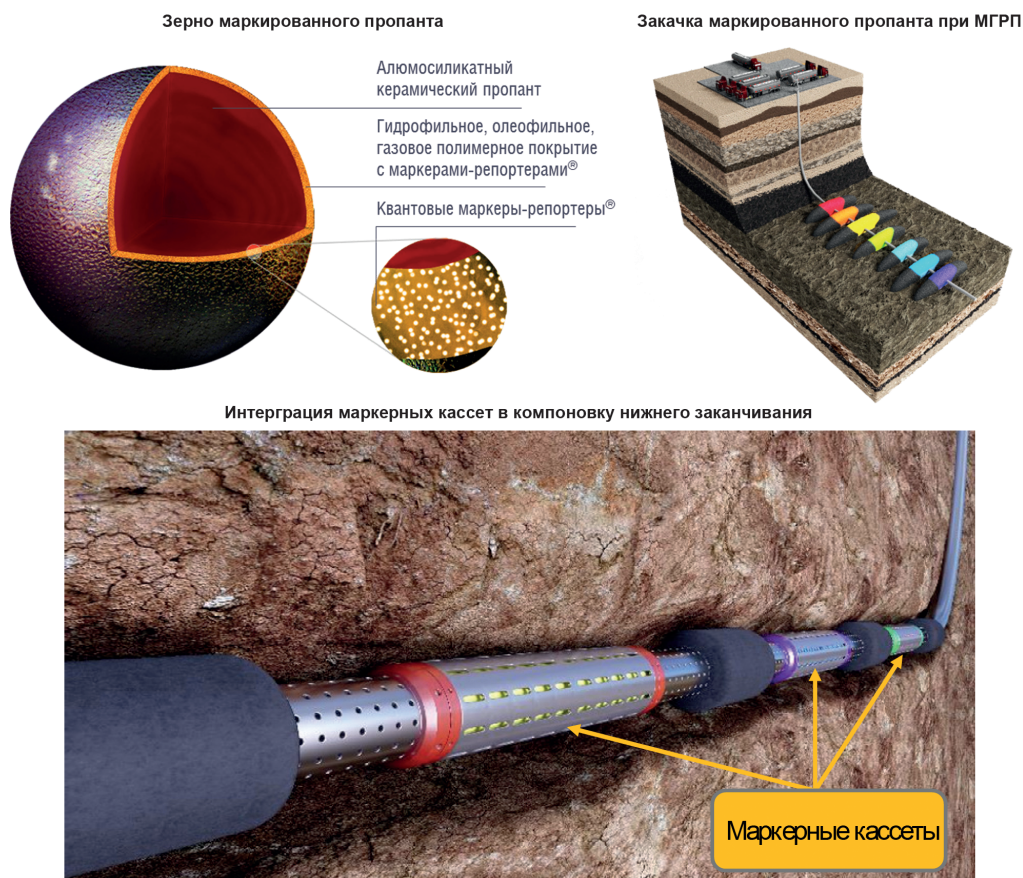


Рис. 9. Применение технологии динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока по горизонтальному стволу (Овчинников и др., 2019)

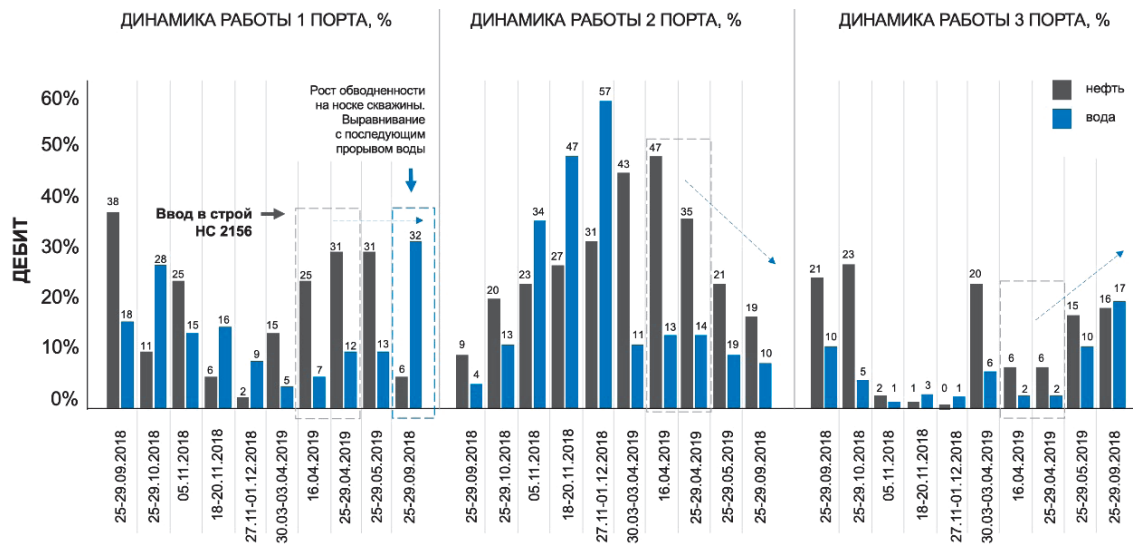


Рис. 10. Выравнивание профиля притока по данным ДМПП скважины №1391Г путем ввода в эксплуатацию нагнетательной скважины №2156

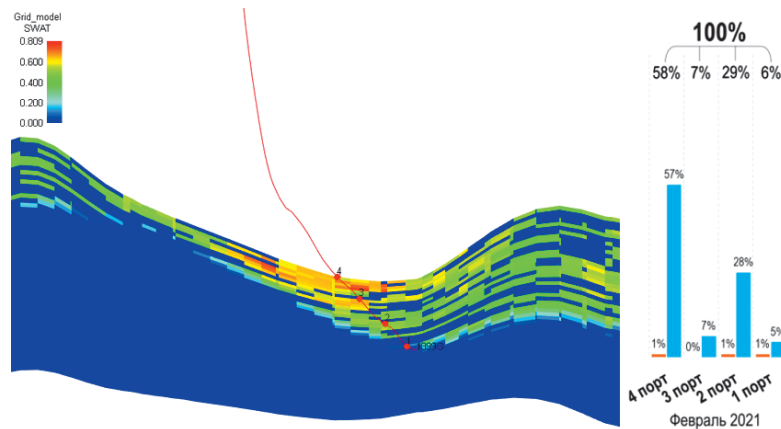


Рис. 11. Пример сопоставления разреза скважины №1399Г по начальной водонасыщенности с результатами маркерных исследований (по данным компании «Геосплит»)

пласта. Высокая обводненность на начальном этапе эксплуатации может быть вызвана притоком воды из водонасыщенных коллекторов (с низким нефтенасыщением), приобщенным после проведения ГРП. Хаотичный характер распределения нефтенасыщенности создает неопределенности при прогнозировании входного дебита скважин.

Как показал корреляционный анализ влияния нагнетательных скважин на добывающие скважины участка, одной из основных причин роста обводнения является прорыв нагнетаемых вод к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам. По результатам анализа динамики очагов заводнения отмечено влияние закачки на показатели работы скважин между нагнетательной скважиной № 1394 и добывающей № 2192Г, по очагу с нагнетательной скважиной № 2189 и добывающей скважиной № 2192Г, а также по очагу с нагнетательной скважиной № 2156 и добывающей скважиной № 1450Г. Принимая во внимание высокую обводненность добывающих скважин, было принято решение о проведении работ по выравниванию профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин.

Анализ эффективности системы поддержания пластового давления позволил определить степень влияния закачки на отборы по отдельным участкам заводнения. По результатам исследований определены два участка

заводнения с нагнетательными скважинами № 1394 и № 2156 для проведения мероприятий по выравниванию профиля притока с целью повышения охвата пласта воздействием при заводнении по разрезу и снижению обводненности добывающих скважин.

Перечень скважин-кандидатов и характеристика показателей эксплуатации скважин приведены в табл. 1. Наличие гидродинамической связи между скважинами очагов заводнения подтверждается по результатам анализа интерференции нагнетательных и добывающих скважин окружения статистическим методом ранговой корреляции Спирмена, а также актуализированной гидродинамической модели участка пласта по линиям тока.

По графикам основных показателей эксплуатации скважин по участкам прослеживается зависимость отборов жидкости и обводненности добывающих скважин от объемов закачки. При увеличении объема закачки по нагнетательной скважине № 1394 наблюдается рост обводненности пластовой продукции на добывающей скважине № 2192Г (рис. 12). Аналогичная картина прослеживается по нагнетательной скважине № 2156 и добывающей № 1450Г (рис. 13).

Мероприятия по выравниванию профиля приемистости на первом участке пласта проведены в январе 2021 года. В нагнетательные скважины 1394, 2156 был закачен

№ нагнет. скв.	№ добыв. скв.	Дебит		Обводненность		ВНФ на к., %	Нак. добыча нефти, тыс.т
		жид., м ³ /сут	нефти, т/сут	тек. %	нак. %		
1394	2192Г	67.2	3.35	92.8	69.1	224	7.01
2156	1385Г	20.1	14.5	26.3	18.3	22.4	8.87
	1390Г	25.6	18.7	22.2	21.4	27.3	11.84
	1450Г	64.9	1.1	97.7	64.1	178,7	13.3

Табл. 1. Характеристика показателей эксплуатации реагирующих скважин для проведения работ по потокоотклонению на участках с нагнетательными скважинами №№ 1394, 2156

осадкообразующий термотропный состав СОТ-12. В скважины 1394, 2156 объем закачки реагента составил 180 м³. Состав СОТ-12, образующий мелкодисперсный или кристаллический осадок, используются в технологиях изоляции водопритока в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин в условиях высокотемпературных пластов (70–130°С). Отличительной особенностью реагента СОТ-12 является способность селективно изолировать промытые участки и подключать в разработку слабодренлируемые пропластки,

что в конечном итоге ведет к увеличению нефтеотдачи. Применяется в виде водных растворов путём разбавления в 10–15 раз.

Для определения эффективности технологии ВПП, проводился анализ динамики среднего и суммарного дебитов по участку. После внедрения мероприятий по выравниванию профиля приемистости для первого участка пласта отмечается стабилизация обводненности на уровне 32% без значительного роста. За счет внедрения мероприятий по ВПП был снижен коэффициент падения

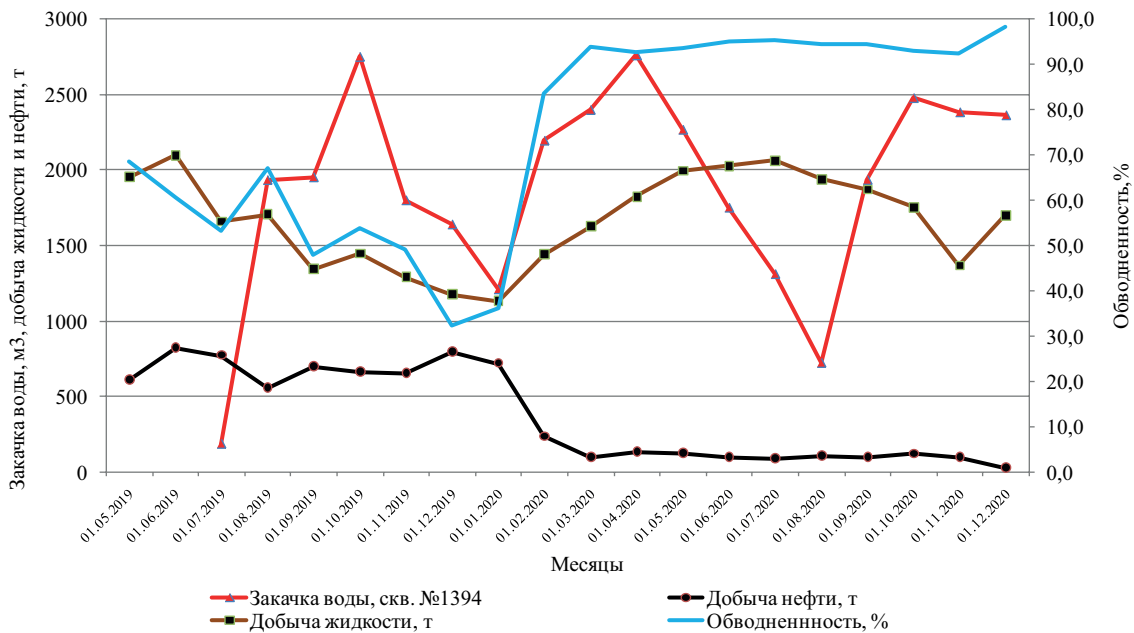


Рис. 12. Динамика закачки воды в нагнетательную скважину № 1394 и показателей эксплуатации добывающей скважины № 2192Г

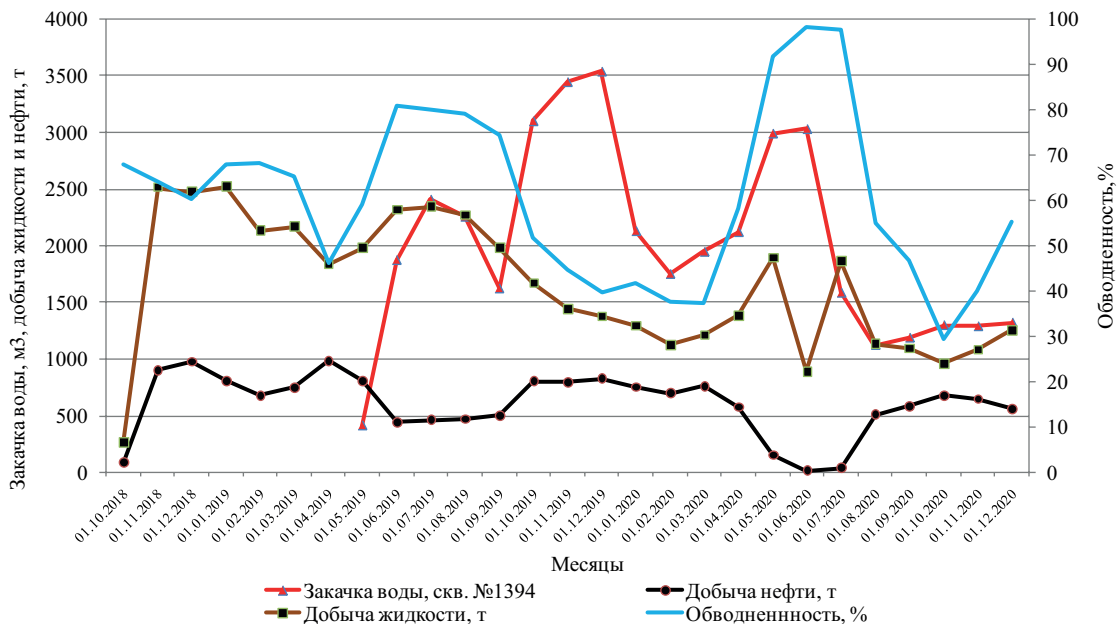


Рис. 13. Динамика закачки воды в нагнетательную скважину № 2156 и показателей эксплуатации добывающей скважины № 1450Г

дебита нефти. Суммарный прирост добычи нефти по участку варьируется от 11 т/сут до 14 т/сут (в первый и последний месяцы). Графики были дополнены линиями тренда, основанными на режиме работы скважин. В связи с проседанием добычи в середине 2020 года, для нефти была построена дополнительная линия тренда по гипотетическим данным без учета снижения дебита нефти в период с июня по август 2020 года (рис. 14).

Также, технологическая эффективность ВПП выполнена с использованием 4 основных методик Камбарова, Максимова, Сазонова и Пирвердяна (рис. 15).

Как показали результаты расчетов, в двух нагнетательных скважинах суммарная дополнительная добыча нефти составила 2720 т нефти. Основная доля дополнительной

добычи получена по скважине 2192 и составила 2032 т. Эффект от проведения ГТМ продолжается.

Таким образом, в результате проведения работ по повышению охвата пласта по разрезу при заводнении остановлен рост обводнения по участку, и снижены эксплуатационные затраты на добычу попутно добываемой воды.

Заключение

Обобщение результатов ранее опубликованных материалов (Овчинников, 2022) и неапробированных результатов исследований, полученных с учетом актуализированных данных, позволило сделать следующие выводы.

На основе динамического анализа промысловых данных и результатов динамического маркерного

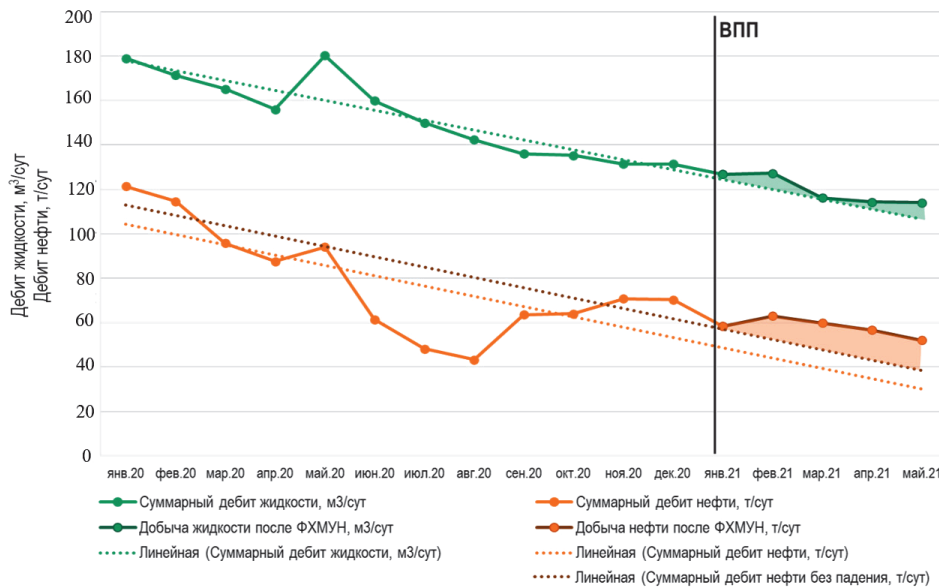


Рис. 14. Расчет эффективности проведенных мероприятий по ВПП на участке пласта (суммарный дебит по участку)

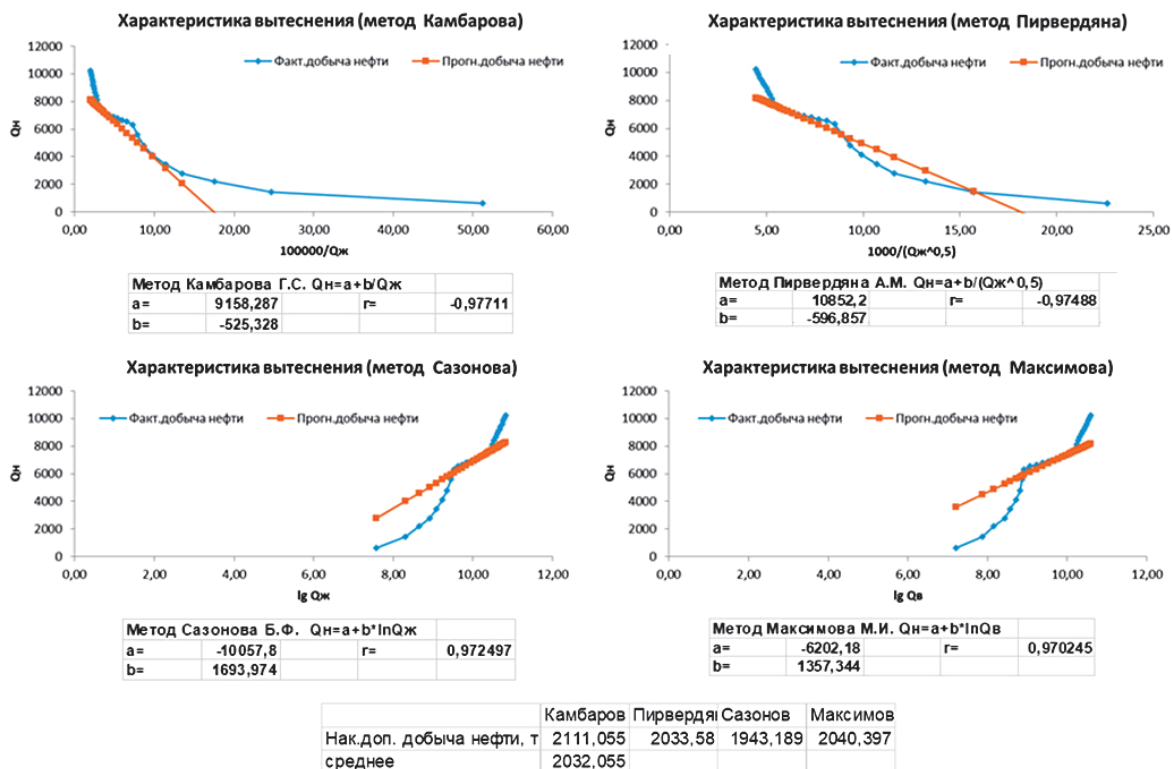


Рис. 15. Результаты оценки дополнительной добычи по скважине 2192Г от применения технологии выравнивания профиля приемистости

мониторинга горизонтальных скважин установлена степень гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами. Установлено, что снижение продуктивности горизонтальных скважин происходит на фоне ухудшения энергетического состояния пласта в зонах отбора скважин ввиду отсутствия достаточного охвата заводнением как по площади, так и по разрезу.

С учетом актуализации данных исследований установлено, что маркированные скважины расположены в одной «дренируемой зоне» и взаимно влияют на работу портов МГРП и на технологические показатели работы скважин. В условиях отсутствия должной компенсации отборов закачкой воды усиливается эффект интерференции между скважинами, что оказывает прямое влияние на динамику притока жидкости дифференцированно по портам.

Анализ влияния нагнетательных скважин на добывающие скважины участка с использованием ранговой корреляции Спирмена показал, что одной из основных причин роста обводнения является прорыв нагнетаемых вод к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам.

По результатам актуализации геолого-гидродинамической модели установлено, что высокая обводненность на начальном периоде эксплуатации вызвана притоком воды из водонасыщенных коллекторов (с низким нефтенасыщением), приобщенным после проведения ГРП. Хаотичный характер распределения нефтенасыщенности создает неопределенности при прогнозировании входного дебита скважин.

Реализация комплексного подхода геолого-промышленного обоснования на основе динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин позволила на текущем этапе оперативно принять корректирующие решения по регулированию системы разработки участка.

Оценка эффективности применения технологии ВПП с учетом результатов анализа актуальных промысловых данных по интегрированной методике и характеристикам вытеснения показала, что на исследуемом участке пласта был получен существенный положительный технологический эффект, выраженный в стабильной динамике показателей разработки, снижении обводненности за счет блокирования промытых водой высокопроницаемых интервалов и увеличении добычи нефти по участку за счет повышения охвата пласта по разрезу при заводнении.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-297 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Авторы выражают большую благодарность компании «Геосплит» за предоставленные данные маркерных исследований горизонтальных скважин, анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Алиев З.С., Бондаренко В.В. (2004). Исследование горизонтальных скважин. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 300 с.
Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М. и др. (2014). Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе

перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 106–109.

Овчинников К.Н. (2019). Задачи разработки месторождений и бурения, решаемые с помощью технологии маркерной диагностики профилей притоков скважин. *Нефть. Газ. Новации*, 2, с. 71–77.

Овчинников К.Н. (2022). Технологии динамического мониторинга и регулирования притока при разработке нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. *Дис. канд. техн. наук*. Уфа, 149 с.

Овчинников К.Н., Белова А.А., Буянов А.В. и др. (2020). Долговременный мониторинг профиля притока газовой горизонтальной скважины после проведения МГРП посредством маркерных полимерных технологий. *Газовая промышленность*, 9(806), с. 86–94.

Шестаков Д.А., Галиев К.Н., Овчинников К.Н., Малавко Е.Н. (2019). Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*, 6, с. 64–71.

Dulkarnaev M.R., Kotenev Y.A., Sultanov S.K., Chibisov A.V. Chudinova D.Y. (2021a). Geological and field feasibility study of field development management using marker-based production profiling surveillance in horizontal wells: the case study of the Yuzhno-vyintoiskeye field. *SPE Russian Petroleum Technology Conf.* <https://doi.org/10.2118/206509-MS>

Dulkarnaev M.R., Malyavko E.A., Semyonova E.E., Gorbokonenko O.A., Yu.A. Kotenev et al. (2021b). The use of quantum dot inflow tracers in multi-well reservoir production surveillance and inter-well diagnostics. *SPE Symposium: Petrophysics XXI. Core, Well Logging, and Well Testing.* <https://doi.org/10.2118/208430-MS>

Dulkarnaev Marat, Ovchinnikov Kirill, Novikov Igor, Evgeny Malyavko (2019). Contemporary Technologies of Production Logging in Horizontal Wells as a Tool for Oil and Gas Fields Digitalization. *SPE Annual Caspian Technical Conf.* Baku, Azerbaijan. <https://doi.org/10.2118/198358-MS>

Dulkarnaev Marat, Ovchinnikov Kirill, Gurianov Andrey, Anopov Alexey, Evgeny Malyavko (2018). The First Comprehensive Study of Tracer-Based Technologies in Reservoir Conditions. *SPE Annual Caspian Technical Conf. and Exhib.* Astana, Kazakhstan. <https://doi.org/10.2118/192564-MS>

Sultanov S.K., D.Y. Chudinova, Chibisov A.V., Kharisova L.R. et al. (2021). The influence of lithofacies features of a deposit on the efficiency of reserves recovery. *SPE Annual Caspian Technical Conf.* <https://doi.org/10.2118/207045-MS>

Сведения об авторах

Кирилл Николаевич Овчинников – кандидат тех. наук, преподаватель кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

Юрий Алексеевич Котенев – доктор тех. наук, профессор, зав. кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

Шамиль Ханифович Султанов – профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», доктор тех. наук, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

Александр Вячеславович Чибисов – кандидат тех. наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

Дарья Юрьевна Чудинова – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

Статья поступила в редакцию 01.08.2022; Принята к публикации 15.11.2022; Опубликовано 20.12.2022

Regulation of hydrocarbon production process based on dynamic tracer monitoring of horizontal well inflow profile

K.N. Ovchinnikov, Yu.A. Kotenev, Sh.H. Sultanov, A.V. Chibisov*, D.Yu. Chudinova

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

*Corresponding author: Alexander V. Chibisov, e-mail: z077@mail.ru

Abstract. This paper presents the results of geological and production analysis of development and reserves of the pilot area using the results of dynamic marker monitoring of horizontal wellbores of production wells using high-precision indicators. As part of the research, the geological structure of the reservoir section was updated, which includes a lithological and facial analysis and geological and hydrodynamic simulation of the reservoir. The energy state of the reservoir was analyzed and the efficiency of the waterflood system was evaluated using dynamic data analysis and correlation analysis. The reasons for changes in the dynamics of inflow profiles over time have been analyzed. By the example of the pilot area the decision-making algorithm for adjusting the process of hydrocarbon reserves extraction, based on the analysis of the relevant geological and technical information, obtained during the long-term dynamic marker monitoring of the horizontal wells operation, has been implemented. A set of recommendations has been developed, which makes it possible to achieve stable dynamics of development indicators, to increase the coefficients of coverage by displacement in the area and the reservoir section, to involve previously undrained areas of oil reserves in the development. The results of the analysis of the efficiency of the implemented geological and technological measures are presented.

Key words: horizontal wells, multistage hydraulic fracturing, flow profile, marker diagnostics; field geophysical studies, markers, hard-to-recover reserves.

Acknowledgements

The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-297 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

The authors would like to thank Geosplit for the provided data from horizontal well marker surveys, and to anonymous reviewers for valuable comments and suggestions that made it possible to improve the article.

Recommended citation: Ovchinnikov K.N., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.H., Chibisov A.V., Chudinova D.Yu. (2022). Regulation of hydrocarbon production process based on dynamic tracer monitoring of horizontal well inflow profile. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 126–137. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.11>

References

- Aliiev Z.S., Bondarenko V.V. (2004). Research of horizontal wells. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 300 p. (In Russ.)
- Dulkarnaev M.R., Kotenev Y.A., Sultanov S.K., Chibisov A.V. Chudinova D.Y. (2021a). Geological and field feasibility study of field development management using marker-based production profiling surveillance in horizontal wells: the case study of the Yuzhno-vyintoisikoye field. *SPE Russian Petroleum Technology Conf.* <https://doi.org/10.2118/206509-MS>
- Dulkarnaev M.R., Malyavko E.A., Semyonova E.E., Gorbokonenko O.A., Yu.A. Kotenev et al. (2021b). The use of quantum dot inflow tracers in multi-well reservoir production surveillance and inter-well diagnostics. *SPE Symposium: Petrophysics XXI. Core, Well Logging, and Well Testing.* <https://doi.org/10.2118/208430-MS>
- Dulkarnaev Marat, Ovchinnikov Kirill, Novikov Igor, Evgeny Malyavko (2019). Contemporary Technologies of Production Logging in Horizontal

Wells as a Tool for Oil and Gas Fields Digitalization. *SPE Annual Caspian Technical Conf.* Baku, Azerbaijan. <https://doi.org/10.2118/198358-MS>

Dulkarnaev Marat, Ovchinnikov Kirill, Gurianov Andrey, Anopov Alexey, Evgeny Malyavko (2018). The First Comprehensive Study of Tracer-Based Technologies in Reservoir Conditions. *SPE Annual Caspian Technical Conf. and Exhib.* Astana, Kazakhstan. <https://doi.org/10.2118/192564-MS>

Kremenetskii M.I., Gulyaev D.N., Krichevskii V.M. et al. (2014). Development of geophysical and hydrodynamic monitoring at the stage of transition to the development of hard-to-recover oil reserves. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 3, pp. 106–109. (In Russ.)

Ovchinnikov K.N. (2019). Problems of field development and drilling solved using the technology of marker diagnostics of well inflow profiles. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2, pp. 71–77. (In Russ.)

Ovchinnikov K.N. (2022). Technologies for dynamic monitoring and inflow control in the development of oil fields with horizontal wells. Cand. engin. sci. diss. Ufa, 149 p. (In Russ.)

Ovchinnikov K.N., Belova A.A., Buyanov A.V. et al. (2020). Long-term monitoring of the inflow profile of a gas horizontal well after multistage hydraulic fracturing using marker polymer technologies. *Gazovaya promyshlennost = Gas industry*, 806(9), pp. 86–94. (In Russ.)

Shestakov D.A., Galiev K.N., Ovchinnikov K.N., Malyavko E.N. (2019). An integrated approach to efficient field development using intelligent monitoring of the inflow of horizontal wells. *Territoriya «NEFTEGAZ»*, 6, pp. 64–71. (In Russ.)

Sultanov S.K., D.Y. Chudinova, Chibisov A.V., Kharisova L.R. et al. (2021). The influence of lithofacies features of a deposit on the efficiency of reserves recovery. *SPE Annual Caspian Technical Conf.* <https://doi.org/10.2118/207045-MS>

About the Authors

Kirill N. Ovchinnikov – Cand. Sci. (Engineering), Lecturer, Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

Yuri A. Kotenev – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Head of the Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

Shamil Kh. Sultanov – Professor of the Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Dr. Sci. (Engineering), Ufa State Petroleum Technological University
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

Alexander V. Chibisov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

Daria Yu. Chudinova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

Manuscript received 1 August 2022;

Accepted 15 November 2022; Published 20 December 2022