

На правах рукописи



ОВЧИННИКОВ КИРИЛЛ НИКОЛАЕВИЧ

**Технологии динамического мониторинга и регулирования притока
при разработке нефтяных месторождений горизонтальными
скважинами**

Специальность 2.8.4. – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа 2021

Работа выполнена на кафедре «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Котенёв Юрий Алексеевич

Официальные оппоненты: **Гильманова Расима Хамбаловна**
доктор технических наук, профессор
Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное объединение
«Нефтегазтехнология» / директор

Константин Михайлович Федоров
доктор физико-математических наук, профессор
ФГАОУ ВО «Тюменский государственный
университет», Физико-технический институт /
научный руководитель

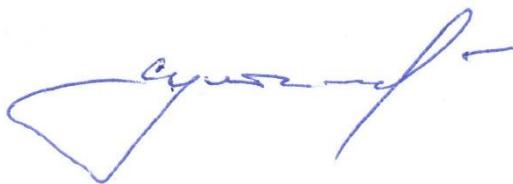
Ведущая организация: Государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования «Альметьевский
государственный нефтяной институт»

Защита диссертации состоится «9» декабря 2021 г. в 16.00 часов на заседании диссертационного совета 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский нефтяной технический университет» и на сайте <http://www.rusoil.net>

Автореферат диссертации разослан «__» _____ 2021

Ученый секретарь
диссертационного совета



Ш.Х. Султанов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Истощение запасов разрабатываемых месторождений и высокая обводненность добываемой продукции обуславливают необходимость ввода в эксплуатацию месторождений со сложным геологическим строением, требующих значительных инфраструктурных затрат. Рост доли трудноизвлекаемых запасов, характеризующихся высокой неоднородностью и слабой согласованностью фильтрационно-емкостных свойств приводит к необходимости применения все более сложных технологических методов извлечения углеводородного сырья. Рациональная разработка нефтяных месторождений требует эффективных методов регулирования процесса выработки коллектора путем определения производительности интервалов скважины в динамике, выявления факторов, влияющих на характер работы интервала, а также корректирующих мер по повышению выработки коллектора.

Традиционные подходы к промыслово-геофизическим исследованиям не обеспечивают достаточной информативности ввиду отсутствия функции мониторинга для отслеживания динамики работы стволов.

Научное обоснование методов и технологий, направленных на обеспечение потока данных о системе «пласт-скважина» в динамике, является актуальной задачей, обеспечивающей повышение выработки пластов. Представленная работа посвящена решению проблемы отсутствия оперативных данных о работе горизонтальных секций и повышению релевантности геолого-гидродинамического моделирования и рекомендаций по управлению фильтрационными потоками в пласте.

Цель работы

Совершенствование технологий и методов мониторинга, управления разработкой и повышения эффективности выработки запасов нефти месторождений с применением динамических технологий исследований профилей притоков горизонтальных скважин.

Степень разработанности проблемы

Ключевые положения и подходы к вопросам регулирования разработки месторождений, в том числе и разрабатываемых горизонтальными стволами, представлены в научно-исследовательских, методических и аналитических работах Антониади Д.Г., Алтуниной Л.К., Бадьянова, В.А., Бахтизина Р.Н., Булыгина Д.В., Валеева М.Д., Владимирова И.В., Гавуры В.Е., Грачева С.И., Ермилова О.М., Жданова С.А., Зейгмана Ю.В., Котенева Ю.А., Кучумова Р.Я., Лысенко В.Д., Максимова С.П., Мищенко И.Т., Мухаметшина В.Ш., Пономарева А.И., Рогачева М.К., Саттарова М.М., Сургучева М.Л., Токарева М.А., Федорова К.М., Хасанова М.М., Хайрединова Н.Ш., Хисамутдинова Н.И., Швецова В.А. и многих других видных ученых. Большой вклад в развитие технологий применения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальном стволе внесли работы Попова А.Н., Головкина Н.Н., Руппенейта К.В., Либермана Ю.И., Турчинова И.А., Гусева Л.С., Лapidуса Л.С., Брандта А.А., Добрынина В.М., Тимофеева Н.С., Яреймчука Р.С. и др.

Исследованиями и внедрением новых подходов к регулированию разработки месторождений также занимались научно-производственный коллективы предприятий ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", "КогалымНИПИнефть", ООО «Газпромнефть-НТЦ» и др.

Основные задачи исследования

1. Разработать методики подтверждения рабочих характеристик динамических технологий построения многофазного профиля притока горизонтальной нефтяной скважины с помощью трассерных индикаторов (маркеров) на основании комплекса лабораторных исследований;
2. Исследовать влияние различных геолого-технологических условий разработки на профиль притока горизонтальной скважины и установить основные закономерности поведения профиля притока ГС.
3. Разработать технологию динамического мониторинга профиля притока горизонтальных скважин с различными типами заканчивания;

4. Исследовать и классифицировать основные типы профиля притока горизонтальных скважин;
5. Разработать алгоритм мониторинга и регулирования процесса выработки запасов на основе динамической трассерной диагностики для повышения качества трёхмерного геолого-гидродинамического моделирования и управления выработкой коллектора;
6. Апробировать и внедрить алгоритмы регулирования процесса выработки запасов на основании данных динамического мониторинга профилей притоков горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях-полигонах.

Объект и предмет исследования

Объектом исследований являются результаты динамического мониторинга профиля притока горизонтальных скважин (ДМПП). Предметом исследований является процесс разработки пласта с неоднородным терригенным коллектором, вскрытым горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Научная новизна

1. Разработан новый подход к заканчиванию скважины, позволяющий размещать носитель маркированного материала в скважине и/или пласте для динамического мониторинга профиля притока.
2. Классифицированы профили притоков горизонтальных скважин с выявлением влияющих геолого-технических факторов, таких как: поле проницаемости коллектора и его зональная и послойная неоднородность, наличие барьеров или зон неколлекторов, расчлененность, вязкостная и плотностная неоднородности пластовых флюидов, система разработки, наличие системы поддержания пластового давления, режим разработки залежи, конструкция скважин, тип закачиваемого агента, технологические режимы работы скважин;
3. Разработан алгоритм мониторинга и регулирования процесса выработки запасов на основе динамической трассерной диагностики для повышения качества трёхмерного геолого-гидродинамического моделирования и принятия управленческих решений по выработке коллектора.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в том, что:

– лабораторными исследованиями и моделированием подтверждена корректность методики получения динамических данных о профилях притоков к горизонтальным стволам;

– повариантным гидродинамическим моделированием определены значимые геолого-технические факторы, влияющие на формирование характера работы горизонтальной скважины, пробуренной в неоднородном терригенном коллекторе, а также на темп выработки запасов нефти и коэффициент извлечения нефти;

– выработаны рекомендации по выравниванию профиля притока и снижению обводненности интервалов горизонтального ствола, охватывающие многообразие возможных реальных геологических и технологических условий применения горизонтальных скважин в разработке нефтяных месторождений, при которых возрастает эффективность системы заводнения и площадь дренирования коллектора;

Практическая значимость работы заключается в том, что:

Рекомендации по корректирующему регулированию сектора пласта, примененные на объекте БВ7 Южно-Выинтойского месторождения (кусты 24 и 25) позволили обеспечивать эксплуатацию скважин с увеличением охвата дренирования пласта на 5%.

В результате применения методики на 26 горизонтальных скважинах ООО «Лукойл-Западная Сибирь» в период 2018-2021 годов суммарный прирост дебита нефти достиг 14 т/сут. Накопленная дополнительная добыча нефти составила 5,7 тыс т за 7 месяцев. Суммарное сокращение отборов воды составило 2600 т.

Методология и методы исследований

Задачи, поставленные в работе, решались комплексным применением технологии динамического мониторинга данных промысловых исследований горизонтальных скважин с помощью трассеров, экспериментальной оценкой ее

достоверности, методами планирования эксперимента, а также методами математического и нейро-сетевого моделирования процессов, протекающих при фильтрации пластового флюида в пласте и его последующем анализе на поверхности.

Основные защищаемые положения

1. Новая технология динамического трассерного исследования профиля притока горизонтальных скважин в неоднородных терригенных коллекторах.
2. Классификация профилей притоков горизонтальных скважин, сформированных различными геологическими и техническими факторами.
3. Алгоритм мониторинга и регулирования выработки коллектора на основе динамической трассерной диагностики и актуализированных гидродинамических моделей.

Степень достоверности и апробации результатов.

Положения и результаты исследования докладывались на научно-технических совещаниях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» (Когалым, 2019, 2020 гг.), Российская нефтегазовая техническая конференция RPTC (2019, 2020 гг.), 22-я Международная Нефтегазовая Выставка и Конференция ADIPEC (ОАЭ, Абу Даби, 2019 г.), конференция ПАО «Газпром нефть» «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений» (Санкт-Петербург, 2017 г.), Российский нефтегазовый саммит «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы» (Москва, 2018 г.), Российский нефтегазовый саммит «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы» (Москва, 2018 г.), Middle East Oilfield Services MEOFS, (Бахрейн, 2019 г.), 19-я Китайская международная выставка нефтегазового и нефтехимического оборудования и технологий CIPPE (КНР, Шанхай, 2019), Национальный Нефтегазовый Форум (Москва, 2018 г.), а так же реализованы при разработке участков Южно-Вынтойского и Имилорского месторождений.

Публикация результатов

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 18 научных трудах, в том числе 12 в ведущих рецензируемых научных журналах,

рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ и 6 публикаций в изданиях, входящих в международную реферативную базу Scopus.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы и приложений. Список литературы содержит 92 наименований. Работа изложена на 149 страницах машинописного текста, содержит 9 таблиц и 67 рисунков.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность темы диссертации, изложены цель и основные задачи исследования, способы их решения, научная новизна, теоретическая и практическая значимость работы.

В первой главе исследована альтернатива внутрискважинным каротажным операциям для определения: интервалов притока флюидов в скважину, положения водонефтяного контакта (ВНК) и контроля за его перемещением, выделения обводненных продуктивных пластов и оценки проведенных мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта. Существенным недостатком традиционных методов исследования в горизонтальных стволах является возможность получения забойных данных лишь во время прохода комплекса промыслово-геофизических исследований (ПГИ) по стволу скважины. Нет возможности отслеживать динамику работы интервалов ствола или ступеней МГРП в зависимости от изменений режима работы насоса, депрессии, работы системы поддержания пластового давления (ППД).

Таким образом, существует актуальная проблема разработки и применения более информативных технологий мониторинга профилей притоков горизонтальных скважин, что может быть реализовано применением трассерных методов. В последние годы в России и зарубежом проводятся опытные испытания технологий динамического мониторинга профилей притоков, использующих различные химические компоненты, например: натуральные флуорофоры, ДНК-маркеры и трассерные элементы с квантовыми точками. В рамках данной работы

выполнена задача создания комплекса лабораторных исследований с целью подтвердить заявленные характеристики всех компонентов технологии в лабораторных и скважинных условиях от 20 до 150 °С и от 0 до 91 МПа.

Также, для валидации данных полученных в результате анализа проб пластового флюида в периметре ПАО «Лукойл» и ПАО «Газпромнефть» были проведены сравнительные испытания трассерных технологий ДМПП с традиционными комплексами ПГИ, включающими термо и влагометрию, разнесенные расходомеры и спектральную шумометрию. Сравнение с традиционными методами ПГИ было проведено в четырех скважинах, при этом в каждом случае была дана положительная оценка по сходимости.

Во второй главе исследовались геолого-технические факторы, влияющие на профиль притока к горизонтальному стволу. Ключевой задачей на данном этапе явилось выявление закономерностей поведения профиля притока горизонтальных скважин в зависимости от геологических параметров пласта, технологических режимов работы скважин, геометрии трещин МГРП, описание способов выравнивания профилей притока, а также оценка результатов влияния профиля притока на выработку запасов участка. Был создан набор базовых вариантов (см. Таблицу 1), предусматривающих фациальную неоднородность строения коллектора и параметры ГРП. Дополнительно рассмотрены варианты с наличием зон неколлектора в пласте (Рисунок 1). Выбор данных вариантов определялся следующими соображениями:

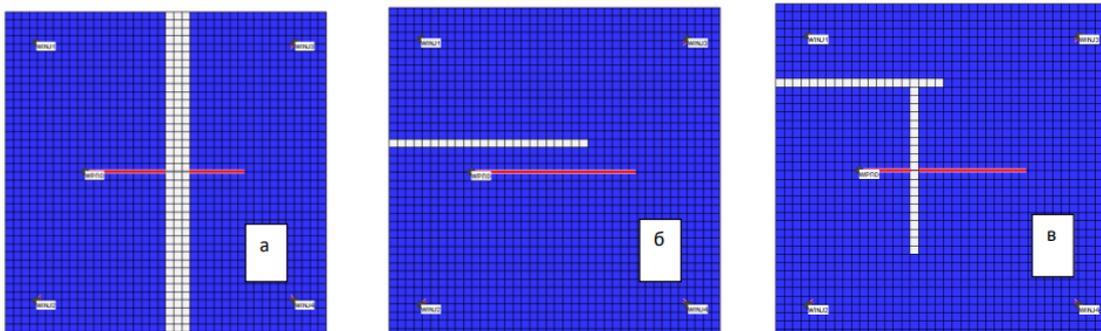
- учетом зональной неоднородности поля проницаемости коллектора;
- сопоставления технологической эффективности скважины с МГРП и без;
- изучение влияния направления трещины ГРП на эффективность разработки.

Таблица 1 - Описание базовых вариантов моделирования:

№ варианта	Геология	Тип залежи	Расположение ГС по пласту	ГРП
1	Однородный	ЧНЗ	По центру пласта	Без ГРП
2	Русло по центру участка	ЧНЗ	По центру пласта	Без ГРП
3	Русло на границе участка	ЧНЗ	По центру пласта	Без ГРП
4	Неколлектор по центру участка	ЧНЗ	По центру пласта	Без ГРП
5	Неколлектор параллельно ГС	ЧНЗ	По центру пласта	Без ГРП
6	Неколлектор «уголком»	ЧНЗ	По центру пласта	Без ГРП

Продолжение Таблицы 1

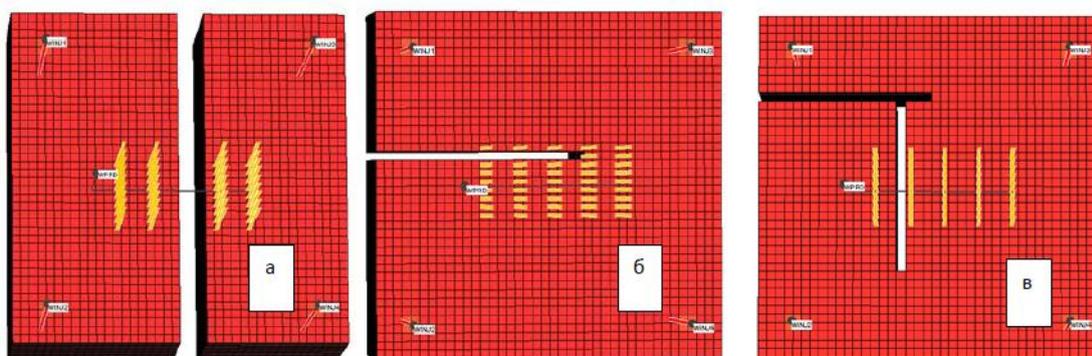
7	Однородный	ЧНЗ	По центру пласта	ГРП 90 град.
8	Русло по центру участка	ЧНЗ	По центру пласта	ГРП 90 град.
9	Русло на границе участка	ЧНЗ	По центру пласта	ГРП 90 град.
10	Неколлектор по центру участка	ЧНЗ	По центру пласта	ГРП 90 град.
11	Неколлектор параллельно ГС	ЧНЗ	По центру пласта	ГРП 90 град.
12	Неколлектор «уголком»	ЧНЗ	По центру пласта	ГРП 90 град.



а) неколлектор по центру залежи; б) неколлектор параллельно ГС; в) неколлектор «уголком».

Рисунок 1 - Абсолютная проницаемость коллектора для различных вариантов геологического строения

На Рисунке 2 представлены схемы ГРП для вариантов строения пласта с зонами неколлектора. Показана схема размещения трещин ГРП относительно зон неколлектора. В случае а) «неколлектор по центру залежи» трещины ГРП пересекают зону неколлектора. В случае б) «неколлектор параллельно ГС» трещины ГРП пересекают зону неколлектора. В случае в) «неколлектор «уголком» одна из трещин ГРП находится в коллекторе в непосредственной близости от зоны неколлектора.



а) неколлектор по центру залежи; б) неколлектор параллельно ГС; в) неколлектор «уголком».

Рисунок 2 - Схемы ГРП для вариантов строения пласта с зонами неколлектора

В рамках исследования проведено моделирование замкнутого сектора пласта прямоугольной формы в залежи маловязкой легкой нефти с коллекторами, характеризующимися проницаемостью от $1,48 \times 10^{-3}$ до $19,74 \times 10^{-3}$ мкм². Рассматривалось подключение водоносного горизонта к нижней грани модели. Фациальная неоднородность в строении пласта описывалась как неоднородность поля проницаемости. Отработанные модели охватывают большую часть реально случающихся на практике случаев, и являются представительным набором для изучения процессов притока флюидов к горизонтальной скважине с ГРП. Проведена оценка влияния абсолютной проницаемости пласта на профиль притока флюидов к горизонтальному стволу, а также в целом на выработку запасов по залежи.

Рассмотрены различные варианты проводки ствола в пласте: горизонтально по центру пласта и по нисходящей траектории в пласте. Для каждого варианта был проведен анализ профилей притока к скважине и построены зависимости обводненности добываемой продукции от коэффициента неравномерности притока жидкости, равный отношению стандартного отклонения в выборке значений притока к ГС к ее среднеарифметическому значению:

$$K = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N}}}{\bar{x}}$$

где K – критерий неравномерности притока; \bar{x} – среднеарифметическое значение выборки; N – количество портов ГРП или количество расчетных ячеек пересекаемых ГС в вариантах без ГРП.

Построены зависимости коэффициента извлечения нефти от коэффициента неравномерности притока пластовой жидкости к стволу и зависимости текущего КИН от обводненности добываемой продукции представлены на Рисунке 3.

В результате проведенных исследований получены следующие основные результаты. В области моделирования низкопроницаемых коллекторов показано, что снижение проницаемости коллектора не приводит к качественному изменению профиля притока жидкости к стволу горизонтальной скважины, изменяются

только масштабы времени. Установлено, что на профиль притока флюидов к стволу горизонтальной скважины сильно влияет геологическое строение коллектора залежи.

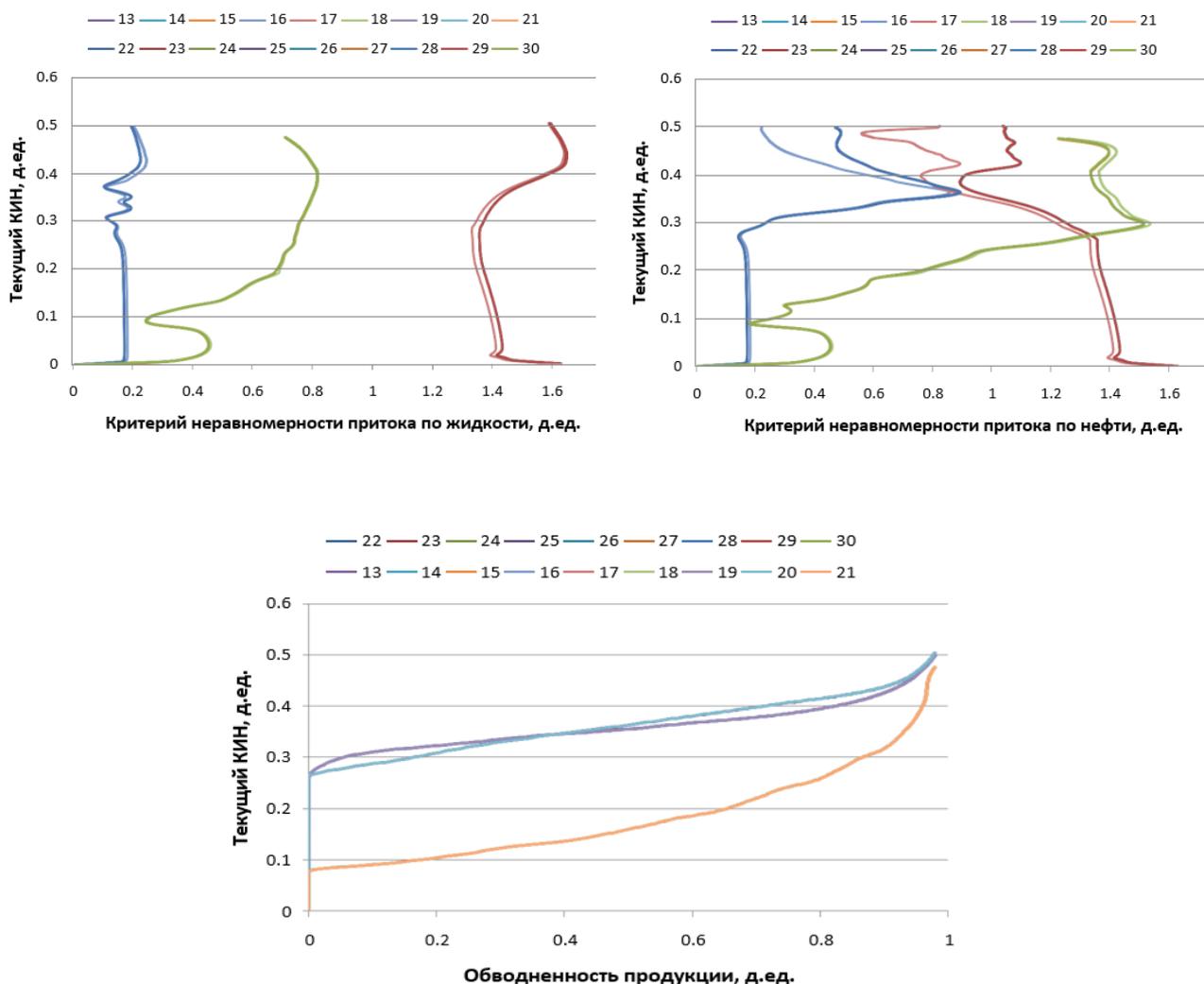


Рисунок 3 - Зависимости текущего КИН от критерия неравномерности притока жидкости, нефти и обводненности к ГС для вариантов с ГРП

При росте обводненности неравномерность притока возрастает, что связано с эффектом многофазной фильтрации. наиболее удаленной от нагнетательных скважин. При расположении носочной части ствола возле зоны повышенной проницаемости с нагнетательными скважинами наблюдается сильная неоднородность профиля притока. В случаях наличия на участке зон неколлектора неравномерность профиля притока к стволу возрастает. В зависимости от типа расположения зон неколлектора относительно ствола скважины отличаются и

профили притока нефти при росте обводненности добываемой продукции. В прилегающих к зонам неколлектора областях пласта сосредотачиваются остаточные запасы нефти. Поэтому в ствол горизонтальной скважины при высокой обводненности поступает нефть в основном из этих зон.

Следующим этапом исследовалось влияние изменения равномерности системы воздействующих нагнетательных скважин на профиль притока к горизонтальной скважине и выработку запасов нефти. Комбинации вариантов неравномерности работы системы ППД отрабатывались моделированием работы четырех окружающих нагнетательных скважин и, далее, последовательным их отключением в единичном и парном режимах.

Анализ результатов моделирования неравномерного воздействия со стороны нагнетательных скважин показал изменение профиля притока пластовой жидкости к горизонтальному стволу для всех исследуемых вариантов. Управление закачкой воды позволяет наращивать или уменьшать интенсивность притока к разным участкам ствола. Однако любая неравномерность воздействия приводит к существенному ухудшению эффективности выработки запасов. При этом: 1) снижается период безводной эксплуатации, 2) увеличивается доля запасов, отбираемых при высокой обводненности добываемой продукции, 3) снижается конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Представленное в работе многообразие возможных вариантов воздействия на горизонтальную скважину с ГРП или без него позволяет проделать обобщение полученных в работе результатов.

Повариантным гидродинамическим моделированием определены значимые геолого-технические факторы, влияющие на формирование характера работы горизонтальной скважины, пробуренной в неоднородном терригенном коллекторе, а также на темп выработки запасов нефти и коэффициент извлечения нефти.

Выработаны рекомендации по выравниванию профиля притока и снижению обводненности интервалов горизонтального ствола, охватывающие многообразие возможных реальных геологических и технологических условий применения горизонтальных скважин в разработке нефтяных месторождений, при которых

возрастает эффективность системы заводнения и площадь дренирования коллектора.

В третьей главе приведены результаты исследований, направленных на разработку технологии оборудования горизонтальных скважин с различными типами закачивания средствами динамического мониторинга профиля притока и совершенствования методических подходов применения и испытаний динамических технологий построения многофазного профиля притока горизонтальной нефтяной скважины с помощью трассерных индикаторов. Приведены результаты систематизации, анализа и мониторинга динамических профилей притока горизонтальных скважин с ДМПП.

Показано, что применение технологии ДМПП позволяет проводить оценку работы каждой трещины ГРП по нефти и воде. В дальнейшем полученная информация использовалась для оптимизации различных технических решений по заканчиванию скважин на ранних стадиях разработки месторождений, для определения оптимальной длины горизонтального участка и количества стадий МГРП, а также для управления работой скважин в режиме реального времени. Кроме того, данная технология позволяет осуществлять оперативный контроль за разработкой месторождения, выполнять комплексный анализ влияния МГРП на выработку запасов участка пласта и планировать мероприятия для дополнительной добычи нефти.

С целью регулирования разработки нефтяных месторождения разработана методика построения динамического профиля притока горизонтального ствола позволяющаякратноувеличить фонд исследуемых скважин, независимо от типа их заканчивания. Разработан ряд практических рекомендаций, позволяющий обеспечивать эксплуатацию скважин с большим охватом дренирования пласта. В рамках поставленной задачи исследований выполнено моделирование распространения маркированного пропанга в трещине гидравлического разрыва пласта. Основной целью являлось исследование расположения, маркированного пропанга в трещине ГРП с учетом свойств пласта и параметров обработки, а также обоснованный выбор параметров стадий ГРП с маркированным пропантом для

увеличения точности регистрируемых данных. На первом этапе проведена подготовка и разработка большого количества моделей ГРП, включающих в себя варьирование геомеханических параметров пласта, ФЭС и коэффициента утечек жидкости. На следующем этапе изучались различные структуры пласта: от простой трехслойной модели «глина–песчаник–глина» до реальной многослойной модели, с разными толщинами и различными литотипами пород: песчаником, алевролитом, аргиллитом и глиной.

Разработаны различные планы проведения операции ГРП, включающие варьирование планов обработки, расходов закачиваемой жидкости, массы пропанта, вязкости жидкости, процентное содержание маркированного пропанта.

По результатам проведенного моделирования на базовых моделях с варьированием планов обработки, геомеханических и фильтрационно-емкостных параметров, а также с изменением параметров обработки получены следующие зависимости:

1) при небольшой толщине пласта, подвергнутого гидравлическому разрыву пласта, происходит равномерное покрытие призабойной зоны пласта полимернопокрытым пропантом - носителем трассерных индикаторов, обеспечивающим удовлетворительную точность регистрируемых данных;

2) с увеличением толщины пласта, а также при переходе от наклонно-направленной скважины к горизонтальной, требуется разработка адресного подхода к плану проведения операции ГРП;

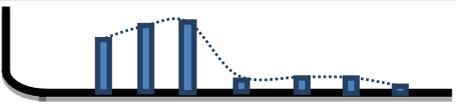
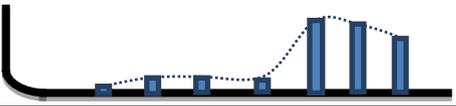
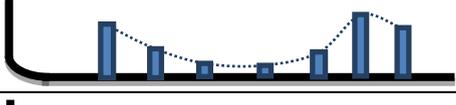
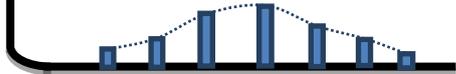
3) с учетом данных, полученных по результату тестовых закачек, требуется как пересмотр всего плана работ (для минимизации осложнений и размещения плановой массы пропанта в пласте), так и график подачи маркированного пропанта;

4) адресный подход к проведению операций ГРП с использованием маркированного пропанта на примере проведенной операции МГРП на субгоризонтальной скважине с различными ФЭС позволил, с одной стороны, получить данные по профилю притока скважины без дополнительных внутрискважинных операций, с другой – показал пути возможного развития

дизайнов ГРП на скважинах подобного типа.

Технология трассерного ДМПП скважин была апробирована на Имилорском, Кочевском, Тевлино-Русскинском и Выинтойском месторождениях, находящихся в эксплуатации ТПП «Повхнефтегаз» и ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Таблица 2 - Характерные профили притока

Тип профиля притока	Зона ствола с доминирующим притоком	Изображение
J-образный	Пяточная	
L-образный	Носочная	
U-образный	Носочная и пяточная	
A-образный	Срединная	

При анализе режима работы системы ППД было установлено, что тип профиля притока горизонтальных скважин коррелирует с расположением нагнетательных скважин в районе окружения. По результатам мониторинга характера работы более, чем 30 скважин было установлено, что профили притоков изменяются с течением времени.

Классификация динамики работы интервалов скважин стало возможной благодаря применению непрерывных динамических исследований во временном горизонте до 5 лет, при этом обеспечено сокращение задействованного оборудования и персонала, а также снижение операционных расходов.

В четвертой главе рассмотрены вопросы оперативного управления и регулирования процессом разработки, методического обоснования и последовательности принятия корректирующих решений по повышению эффективности выработки остаточных запасов углеводородов на основе данных динамического мониторинга профиля притока.

На основе результатов ДМПП в различных геолого-технических условиях разработан алгоритм принятия последовательных решений по регулированию процесса выработки запасов углеводородов. Предлагаемая методика основана на комплексном анализе результатов ДМПП и оперативного анализа результатов определения степени гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами, интерференции между добывающими скважинами.

Предлагаемый алгоритм решения включает следующие основные этапы:

- 1) уточнение геологического строения участка пласта (литолого-фациальный анализ, актуализация геологической и гидродинамической моделей, оценка начальных и остаточных подвижных запасов нефти);
- 2) анализ текущего состояния разработки и выработки запасов (динамика показателей разработки; анализ энергетического состояния пласта; анализ эффективности системы заводнения, оценка степени гидродинамической связи между скважинами по результатам динамического анализа временных рядов, анализ причин обводнения скважин; разработка программы по повышению эффективности системы ППД;
- 3) анализ причин изменения динамики профилей притоков, интерференции и наличия единой гидродинамической системы;
- 4) гидродинамическое моделирование прогнозирования эффективности мероприятий на основе построения актуализированной секторной модели участка проведения ГТМ;
- 5) разработка комплекса рекомендаций для регулирования процесса разработки.

На Рисунке 4 приведен алгоритм принятия решений по оптимизации системы заводнения. Применение подхода комплексирования результатов ДМПП и геолого-промыслового анализа открывает новые возможности для исследования и оперативного принятия решений по оптимизации системы разработки, оптимизации работы добывающих и нагнетательных скважин, а также повышения коэффициента извлечения нефти.

В пятой главе освещены результаты практической реализации алгоритмов

регулирования процесса выработки запасов на основании фактических данных динамического мониторинга профилей притоков к горизонтальным скважинам на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

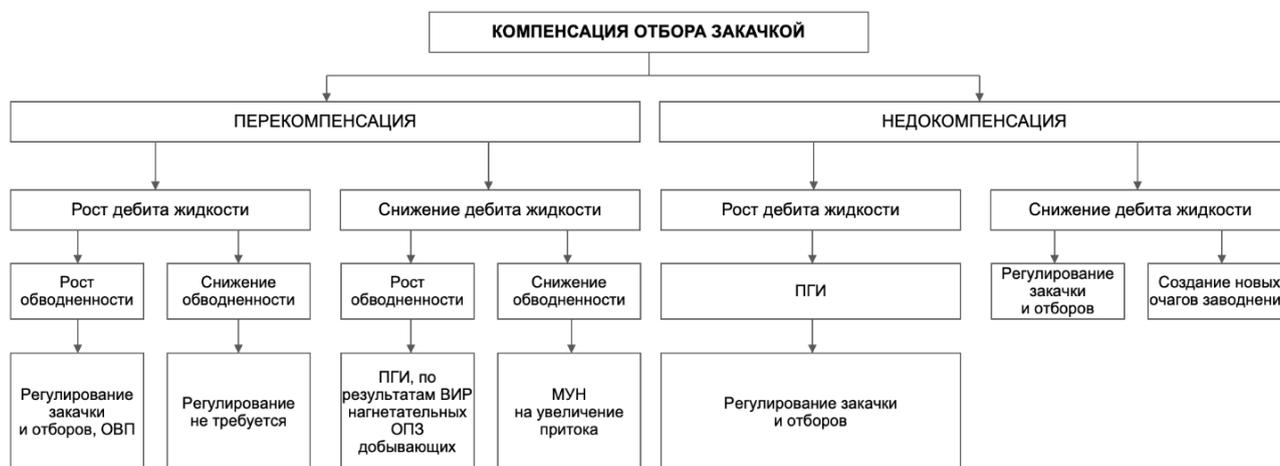
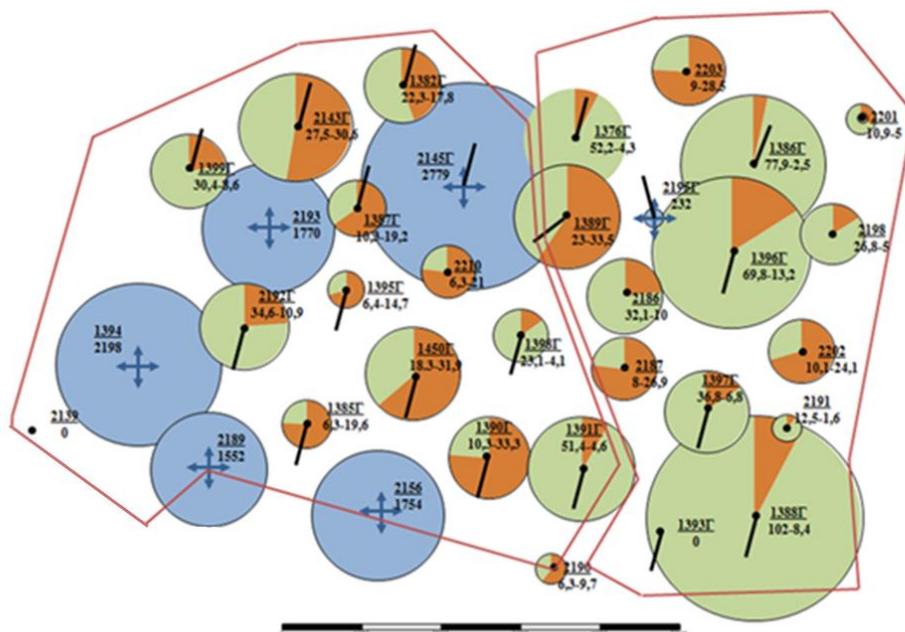


Рисунок 4 - Схема приоритетных мероприятий по оптимизации системы заводнения

Практическое применение данных динамического профиля притока при решении задачи регулирования процесса разработки рассмотрено на примере кустов 24 и 25 Южно-Винтовойского месторождения, где целевое бурение направлено на все более отдаленные и слабо изученные участки месторождения, имеющие высокий потенциал для доразработки. Карта накопленных отборов кустов 24 и 25 приведена на Рисунке 5.

В рамках поставленной задачи исследования были выполнены следующие работы: на основе литолого-фациального анализа участка по электрометрическим кривым ГИС уточнено геологическое строения пласта по участкам; проанализировано текущее состояние разработки; выполнен геолого-промысловый анализ выработки запасов углеводородов, дана оценка энергетического состояния пласта и эффективности применяемой системы ППД; выполнен анализ результатов динамического трассерного (маркерного) мониторинга профиля притока горизонтальных скважин. На основе результатов исследований разработан алгоритм принятия корректирующих решений по оптимизации системы разработки и программы ГТМ для анализируемого участка. Выполнено гидродинамическое моделирование процесса вытеснения на основе

технологии выравнивания профиля приемистости с прогнозом и обоснованием показателей технологической эффективности.



Условные обозначения

- Добывающие скважины
 - Траектория скважины
 - ⊕ Нагнетательные скважины
 - Текущая добыча воды, т
 - Текущая добыча нефти, т
 - Текущая закачка, м³
- 
Номер скважины
Текущая добыча воды, т - текущая добыча нефти, т

Рисунок 5 - Карта накопленных отборов кустов 24 и 25 Южно-Выинтойского месторождения

Разработка участка ведется с середины 2018 года механизированным фондом скважин. Действующий добывающий фонд представлен горизонтальными скважинами в количестве 25, из которых 3 находятся в накоплении, 5 горизонтальных скважин добывающего фонда были оборудованы системами ДМПП с 6-ю интервалами в каждой скважине. На каждой из скважин проводилось от 6 до 8 исследований профиля притока к горизонтальному стволу селективно по углеводородной и водной фазам.

На участке кустов 24 и 25 частично реализовано внутриконтурное очаговое заводнение. С августа 2019 года по рассматриваемый период уровень добычи нефти снизился до уровня 9,6 тыс. т.

Анализ результатов проведенных гидродинамических исследований в 2018 -

2021 годов показал снижения пластового давления преимущественно в зонах отборов скважин куста 24. 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, было выявлено, что 3 скважины, оборудованные системами ДМПП находятся в одной «дренируемой зоне» и взаимно влияют на работу портов МГРП и на технологические показатели работы скважин. На Рисунке 6 приведены результаты интерпретации результатов исследований профилей притоков к горизонтальным скважинам.

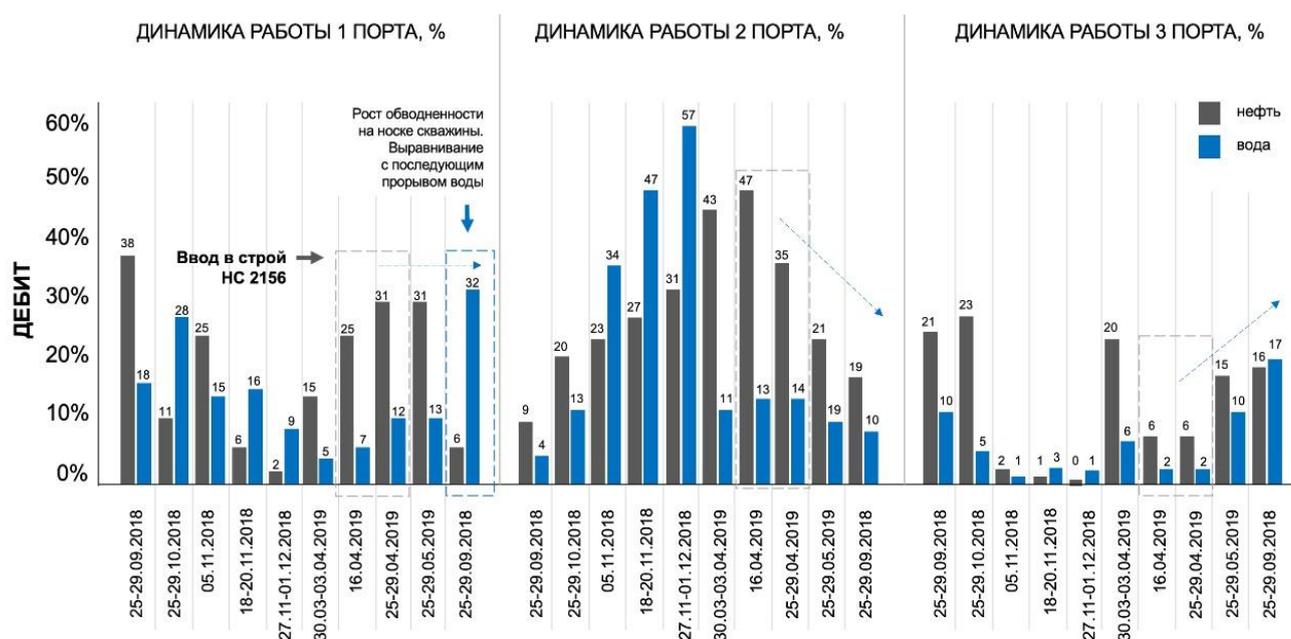


Рисунок 6 - Выравнивание профиля притока по данным ДМПП скважины №1391Г путем ввода в строй НС № 2156

С целью регулирования системы разработки предложен и осуществлен ряд

корректирующих мер по повышению выработки коллектора изменением направления фильтрационных потоков, путем блокирования водопроводящих высокопроницаемых интервалов со стороны нагнетательных скважин №№ 1394 и 2145 и созданием дополнительных очагов заводнения на участке расположения горизонтальных скважин №№ 1390Г, 1450Г, 1391Г и 1398Г за счет введения на первом этапе дополнительной нагнетательной скважины для компенсации отборов жидкости и закачки воды и последующем регулировании отборов жидкости и закачки воды по участку.

На основании данных, полученных с помощью систем ДМПП, подтверждено увеличение выработки запасов нефти выравниванием профиля притока работой портов с помощью применения меняющихся во времени полей давления в пласте и перераспределения фильтрационных потоков пластового флюида закачкой полимеросодержащих составов. 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. После проведения ВПП, по участку наблюдается стабилизация обводненности на уровне 32 %.

За счет применения технологий выравнивания профиля притока была снижена интенсивность падения добычи по участку в целом. Суммарный прирост дебита нефти по участку варьируется от 10,85 т/сут до 14 т/сут. Суммарное сокращение отборов воды составило 2600 т. Накопленная дополнительная добыча нефти составила 1470 т за 7 месяцев с продолжающимся эффектом от внедрения рекомендаций.

Основные выводы и рекомендации

Подтверждено ключевое отличие технологии ДМПП от традиционных методов ГИС, заключающееся в возможности мониторинга работы портов в скважине на протяжении длительного периода времени для принятия управленческих решений.

Исследовано влияние различных геолого-технологических условий разработки на профиль притока горизонтальной скважины и установлены

основные закономерности поведения профиля притока к горизонтальной скважине. Гидродинамическим моделированием определены значимые геолого-технические факторы, влияющие на формирование характера работы горизонтальной скважины, пробуренной в неоднородном терригенном коллекторе, а также на темп выработки запасов нефти и коэффициент извлечения нефти.

Произведена классификация профилей притоков горизонтальных скважин с выявлением влияющих геолого-технических факторов, а также подтвержден высоко динамичный характер работы интервалов или ступеней МГРП горизонтального ствола.

Выработаны рекомендации по выравниванию профиля притока и снижению обводненности интервалов горизонтального ствола, охватывающие многообразие возможных реальных геологических и технологических условий применения горизонтальных скважин в разработке нефтяных месторождений, при которых возрастает эффективность системы заводнения и площадь дренирования коллектора.

Разработан алгоритм мониторинга и принятия последовательных решений по регулированию процесса выработки запасов углеводородов. Показано, что применение комплексной методики с учетом результатов ДМПП позволяет улучшить динамику показателей разработки не только на обводненном участке, но и обоснованно принимать упреждающие превентивные меры, а также позволяет снизить уровень геолого-технических неопределенностей при принятии решений. По результатам апробации достигнуто превышение накопленной добычи над проектными показателями на 3 %. На участках, где реализовывались рекомендации по регулированию разработки сектора месторождения, достигнут прирост добычи нефти в объёме 5,7 тыс тонн.

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации:

в изданиях, входящих в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК Минобрнауки России:

1. Овчинников, К.Н. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках / А.В. Гурьянов, А.Ю. Каташов, К.Н. Овчинников // *Время колтюбинга*. – 2017. – № 2 (60). – С. 42-51.

2. Овчинников К.Н. Задачи разработки месторождений и бурения, решаемые с помощью технологии маркерной диагностики профилей притоков скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2019, – № 2. – С. 71–77.
3. Овчинников, К.Н. Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин. / Д.А. Шестаков; М.М. Галиев; К.Н. Овчинников; Е.А. Малявко // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2019. №6. С. 64-71.
4. Овчинников, К.Н. Повышение эффективности разработки месторождений с помощью технологий Big Data. / А.Ю. Каташов, А.В. Гурьянов, Ю.А. Котенёв, К.Н. Овчинников, В.В. Киселёв // Журнал «Недропользование XXI век». - 2019. №4.- С. 124-133.
5. Овчинников, К.Н. Маркерный мониторинг профиля и состава притока в горизонтальных скважинах Средне-Назымского месторождения как эффективный инструмент получения информации в условиях ТРИЗ. / В.Б. Карпов, А.А. Рязанов, Н.В. Паршин, К.Н. Овчинников, В.А. Лисс, Е.А. Малявко // Журнал «Недропользование XXI век». - 2019. №6. – С. 54-63.
6. Овчинников, К.Н. О технологии маркерного мониторинга. Система позволяет принимать решения по оптимизации затрат при разработке месторождений / М.Р. Дулкарнаев, А.В. Гурьянов, А.Ю. Каташов, К.Н. Овчинников, В.А. Лисс, Е.А. Малявко // Журнал «Нефтегазовая вертикаль», №9-10/2020. – С. 99-103.
7. Овчинников, К.Н. Новый подход к исследованию скважин: маркерная диагностика профилей притоков в горизонтальных скважинах / К.Н. Овчинников, П.В. Бузин, К.М. Сапрыкина // Журнал "Инженерная практика" Выпуск №12. – 2017. – С. 82-88.
8. Овчинников, К.Н. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения / М.Р. Дулкарнаев, К.Н. Овчинников, Е.А. Малявко // Журнал «Инженерная практика» Выпуск №11. –2018. – С. 40-47.
9. Овчинников К. Н. Долговременный мониторинг профиля притока газовой горизонтальной скважины после проведения МГРП посредством маркерных полимерных технологий / А. А. Белова, К. Н. Овчинников, А. В. Буянов [и др.] // Газовая промышленность. – 2020. – № 9(806). – С. 86-94.
10. Овчинников К. Н. Моделирование распространения, маркированного пропанта в трещине гидравлического разрыва пласта / К. Н. Овчинников, А. В. Буянов, Е. А. Малявко, Д. В. Кашапов // Бурение и нефть. – 2020. – № 10. – С. 20-27.
11. Овчинников, К.Н. Исследование скважин до 20 раз в год, с технологией динамического мониторинга профиля притока от компании GEOSPLIT / К. Овчинников // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 9(105). – С. 86-89.
12. Овчинников, К.Н. Геолого-промысловое обоснование регулирования разработки Южно-Вьинтойского месторождения на основе динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин / К.Н. Овчинников, М.Р. Дулкарнаев, А.Ю. Каташов, Е.А. Малявко и др. // Нефть газ новации. – 2020. – № 10. – С. 58–63.

- в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и систем цитирования Scopus:

13. Овчинников, К.Н. Production logging in horizontal wells without well intervention/ SPE-187751-MS// Kirill Ovchinnikov, Andrey Gurianov, Pavel Buzin, Aleksander Katashov, Oleg Dubnov, Ruslan Agishev// SPE Russian Petroleum Technology Conference held in Moscow, Russia, 16–18 October 2017.

14. Овчинников, К.Н. The First Comprehensive Study of Tracer-Based Technologies in Reservoir Conditions / SPE 192564-MS // Dulkarnaev Marat, Ovchinnikov Kirill, Gurianov Andrey, Anopov Alexey, Malyavko Evgeny. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 22-24 October, Moscow, Russia, 16–18 October 2017.

15. Овчинников, К.Н. Application of Fluorescent Markers to Determine the Formation Fluid Inflow After MFrac / SPE-196776-MS // Andrey Guryanov, Ruslan Gazizov, Evgeny Medvedev, Kirill Ovchinnikov, Pavel Buzin, Alexander Katashov, SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22-24 October, 2019.

16. Овчинников, К.Н. Evolution of Horizontal Wells Production Logging Using Markers / SPE-196830-MS // Artem Basov, Oleg Bukov, Dmitry Lazutkin, Alexey Olyunin, Vadim Kuznetsov, Andrei Ipatov, Taras Shevchuk, Kseniya Saprykina, Kirill Ovchinnikov, Igor Novikov, SPE Russian Petroleum Technology Conference, 22-24 October, Moscow, Russia, 2019.

17. Овчинников, К.Н. Практическое применение технологии метода флуоресцирующих микросфер в горизонтальных скважинах Верхнесалымского месторождения: эффективность метода, технологии и подхода. / SPE-196835 // И.Л. Новиков, К.Н. Овчинников, А.Ю. Каташов, Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, Октябрь 2019. Moscow, Russia.

18. Овчинников, К.Н. Современные технологии исследования профиля притока в горизонтальных скважинах как инструмент цифровизации месторождений нефти и газа /SPE-198358-RU //К.Н. Овчинников, И.Л. Новиков, Е.А. Малявко. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 16-18 октября, 2019, Астана, Казахстан.