

УДК 622.276.4/553.982

DOI: 10.52531/1682-1696-2023-23-3-3-11

Научная статья

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С. В. АРЕФЬЕВ  
ПАО «ЛУКОЙЛ»

Предлагаются методы мониторинга скважин с целью дальнейшего повышения эффективности разработки и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ). Рассмотрены различные варианты формирования нижнемелового комплекса на примере месторождений, расположенных на Сургутском и Нижневартовском сводах. В результате детального изучения геологического строения ряда месторождений Западной Сибири, главным образом с учётом эксплуатационных скважин, были установлены особенности залегания отложений юрского и мелового периодов и их низов – ачимовской толщи: в том числе в связи с особенностями ранее сформированных аномальных разрезов баженовской свиты. По результатам анализа структурных карт и карт общих толщин определено наличие интенсивных тектонических движений при формировании отложений аномального разреза баженовской свиты и ачимовской толщи. Анализ изменения толщин ачимовской толщи по месторождениям указал на компенсацию суммарных толщин баженовской свиты и её аномального разреза, за счет увеличения толщины ачимовских отложений, а также на постепенное выполаживание положительных структур, в результате поочередного погружения смежных блоков по конседиментационным разломам, что позволяет считать ачимовскую толщу компенсационной. Приведены примеры мониторинга работы скважин, разрабатываемых залежи ТРИЗ с помощью технологии динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока горизонтальных скважин. Показана возможность использования результатов мониторинга для оптимизации системы разработки месторождений. Реализация предложенного подхода позволяет оперативно в динамике контролировать, оптимизировать работу добывающих и нагнетательных скважин, систему разработки месторождения, а также повысить коэффициент извлечения нефти за счет геолого-технических мероприятий, в том числе технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые запасы нефти, система разработки, низкопроницаемые коллектора, трассерные исследования, блоковое строение, повышение нефтеотдачи, горизонтальные скважины, гидроразрыв пласта, маркированный пропант, маркерный мониторинг, оптимизация разработки месторождений

© 2023, С. В. Арефьев

Поступила в редакцию 30.09.2023

*Original article*

## IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE DEVELOPMENT OF OIL DEPOSITS WITH HARD-TO-RECOVER RESERVES IN THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA

S.V. AREFIEV  
PJSC LUKOIL

The article proposes well monitoring methods to further improve the efficiency of development and production of hard-to-recover oil reserves (HTR). Various options, on formation of the Lower Cretaceous complex, are considered for example of fields of the Surgut and Nizhnevartovsk vaults. As a result of a detailed study of the geological structure of a number of fields in Western Siberia, mainly considering production wells, the peculiarities of the Jurassic and Cretaceous deposits and their lower parts - the Achimov formation - were formulated, including considered specifics of the previously formed anomalous sections of the Bazhenov formation. Based on the results of the analysis, of structural and total thickness maps, the presence of intensive tectonic movements, during the formation of deposits of the anomalous section of the Bazhenov Formation and the Achimov Formation, was determined. The analysis of the Achimov strata thickness changes in the fields, indicated compensation of the total thicknesses of the Bazhenov Formation and its anomalous section by increasing the thickness of the Achimov deposits, as well as gradual flattening of positive structures as a result of alternate dipping of adjacent blocks along consedimentary faults. All this allows us to consider the Achimov strata as compensatory one. Examples are given on dynamic marker monitoring of flow profiles and composition for horizontal wells in reservoirs with HTR. The feasibility is shown to use monitoring results for optimizing of field development system. Implementation of the proposed approach makes it possible to monitor and optimize the operation of production and injection wells, the field development system, as well as to increase the oil recovery factor due to geological and technical measures, including enhanced oil recovery and oil production stimulation technologies.

**KEYWORDS:** hard-to-recover oil reserves, development system, low-permeability reservoirs, tracer studies, block structure, enhanced oil recovery, horizontal wells, hydraulic fracturing, marked propane, marker monitoring, optimization of field development

## ВВЕДЕНИЕ

Эффективная стратегия разработки месторождений углеводородов подразумевает принятие обоснованных технологических решений на всех этапах жизненного цикла проектов сегмента Upstream – проектирование систем разработки, управление выработкой запасов и повышение нефтеотдачи.

Известно, что одним из ключевых факторов достижения оптимальных технологических показателей, в том числе высокого коэффициента извлечения нефти при требуемой рентабельности, является эффективное проектирование систем разработки. При этом, если в задачах оперативного управления разработкой еще можно вносить изменения в технологические режимы работы скважин, формирование системы поддержания пластового давления (ППД), проведение геолого-технологических мероприятий, то проектирование систем разработки является фактором, повлиявшим на который на средних и поздних стадиях становится крайне сложно.

В условиях разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов роль своевременного и качественного принятия решений на начальном этапе реализации проектов возрастает еще больше. Наряду с множеством вариативных параметров, используемых в задачах проектирования систем разработки, таких как соотношение добывающих и нагнетательных скважин, сетка скважин, архитектура скважин, метод вторичного вскрытия и прочие решения, одним из ключевых факторов является выбор схемы размещения горизонтальных стволов добывающих скважин относительно регионального стресса.

На месторождениях Западной Сибири в условиях низкопроницаемых коллекторов проведение гидроразрыва пласта (ГРП) является практически основным способом для эффективной и рентабельной эксплуатации пластов. На данных объектах на постоянной основе бурят скважины с горизонтальным окончанием и муфтами ГРП. При этом актуальной задачей, влияющей на формирование эффективной зоны дренирования запасов, является обоснование расположения ствола и формируемых при многостадийном ГРП (МГРП) искусственных трещин относительно максимальных напряжений.

В данной работе представлены результаты исследования горизонтальных скважин с МГРП для обеспечения устойчивой выработки запасов нефти и повышения охвата пласта воздействием в условиях одного из участков нефтяного месторождения. Ключевой задачей в рамках данной работы являлось определение эффективности выработки запасов в долгосрочном периоде в скважинах, пробуренных на залежах с ТРИЗ. Для оценки профиля и состава притока по горизонтальным скважинам применена технология динамического маркерного мониторинга, являющаяся одним из передовых отраслевых стандартов

промыслово-геофизического контроля за добычей и разработкой [25].

Неотъемлемой частью исследований, для понимания эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов, является изучение детальной корреляции разрезов скважин месторождения путем последовательного палеопрфилирования.

Большинство известных в настоящее время месторождений Западной Сибири представлено отложениями баженовской, абалакской и ачимовской свит, характеризуются сложным строением и наличием трудноизвлекаемых запасов. Исходя из анализа литературных данных дальнейшие перспективы добычи нефти связаны именно с баженовской свитой, а также расположенной непосредственно над ней ачимовской толщей. Эффективная разработка отложений баженовской свиты и ачимовской толщи возможна только при наличии объективных представлений о их геологическом строении [4].

## ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ТРИЗ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Аномальный разрез баженовской свиты (АРБ) и клиноформы Западной Сибири, в окончании которых выделяют ачимовскую толщу, обычно рассматривались отдельно, хотя немаловажной представляется увязка особенностей формирования указанных сложнейших объектов на стыке юрского и мелового периодов, принимая во внимание, что переход от одного объекта к другому в тектоническом плане редко происходил гладко. Поскольку эти объекты содержат залежи нефти, проблемы их геометризации напрямую связаны с установлением особенностей осадконакопления каждого объекта, содержащего продуктивные пласты.

Учитывая перспективность неокомского комплекса для поиска новых залежей УВ и необходимость детализации строения ранее выявленных залежей, изучение строения и условий формирования этих отложений является весьма важной задачей. В связи с этим были рассмотрены различные варианты формирования нижнемелового комплекса на примере месторождений, расположенных на Сургутском и Нижневартовском сводах. В разрезе над, собственно, баженовской свитой на месторождениях, расположенных в пределах Нижневартовского свода, отложения представлены мегионской свитой, на Сургутском своде – сортымской.

В результате детального изучения геологического строения ряда месторождений Западной Сибири, главным образом с учетом эксплуатационных скважин, были установлены различные особенности залегания этих свит и их низов – ачимовской толщи, в том числе в связи с особенностями ранее сформированных аномальных разрезов баженовской свиты:

– клиноформное залегание ачимовской толщи над баженовской свитой;

– в виде компенсационной пачки в смежных с аномальным разрезом в блоках при клавишном погружении;

– залегание ачимовской толщи над баженовской свитой.

Рассмотрим эти условия на примере конкретных месторождений. Блоковое залегание пород ачимовской толщи на месторождении им. А. Усольцева, судя по всему, это наиболее распространенный вариант формирования ачимовских отложений. Об обусловленности формирования ачимовской толщи блоковой тектоникой свидетельствует характер изменения толщин при сравнении в блоках, где толщины АРБ максимальны, толщины ачимовской свиты минимальны, и наоборот. Западная часть территории погружалась менее интенсивно, нежели восточная, что обуславливало здесь минимальные толщины ачимовской толщи, где аномальный разрез баженовской свиты отсутствовал.

Наличие интенсивных тектонических движений при формировании отложений аномального разреза баженовской свиты и ачимовской толщи требует анализа территории с помощью структурных карт и карт общих толщин. Отмеченные ранее положительные структуры не отражены в рельефе территории в раннемеловом времени. Области максимальных абсолютных отметок кровли ачимовской толщи на структурной карте можно видеть в западной и северо-западной частях изучаемой территории (рис. 1А). Областям максимумов абсолютных отметок соответствуют зоны минимальных значений на карте толщин ачимовской толщи (рис. 1Б). Локальные поднятия, обозначенные на карте, соответствуют разбуренным структурам.

Толщины надачимовских отложений зоны максимальных значений расположены на западе изучаемой территории. Схожую картину накопления отложений, но в отраженном виде, мы могли наблюдать при формировании ачимовской толщи. Вновь обратим внимание на обозначенные структуры: на карте толщин ачимовской толщи им соответствуют области максимальных значений. На карте толщин надачимовских отложений тем же областям соответствуют зоны минимальных значений. Это объясняется разноскоростными тектоническими погружениями, происходившими в момент формирования указанных отложений.

Основное же свойство этих движений состоит в том, что в одном и том же месте поднятие может смениться опусканием, и наоборот [4].

#### ПЕРЕДОВЫЕ МЕТОДЫ МОНИТОРИНГА РАБОТЫ СКВАЖИН НА ЗАЛЕЖАХ С ТРИЗ

В настоящее время внимание специалистов направлено на поиск рентабельных технологий добычи нефти из запасов, содержащихся в плотных терригенных коллекторах с низкой и ультранизкой проницаемостью. Разработка таких коллекторов требует внедрения современных технологий, таких как бурение

горизонтальных скважин (ГС) в сочетании с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Технология, рассчитанная на варьирование длины горизонтального участка ствола, количество стадий, объема пропанта и других параметров процесса ГРП, позволяет ввести в разработку ранее нерентабельные запасы, увеличить темпы их выработки. Рассматриваемые варианты представляют собой линейные ряды добывающих и нагнетательных скважин, ориентированные вдоль преимущественного направления развития трещин. При этом горизонтальные участки (ГУ) скважин размещаются вдоль или поперек этого направления, а закачка воды производится в наклонно-направленные или горизонтальные скважины.

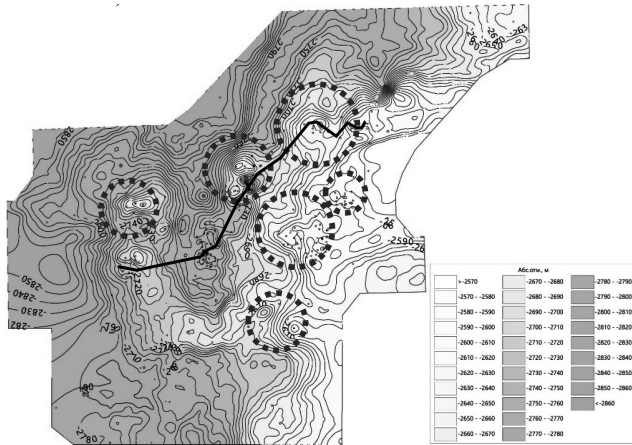
Попытки адаптировать имеющиеся традиционные технологии, эффективные при разработке рентабельных запасов нефти, зачастую показывают неудовлетворительные результаты. Разработка ТРИЗ требует применения высокотехнологичных и более дорогостоящих методов добычи УВ. Совершенно справедливо специалисты сетуют на отсутствие для разработки залежей ТРИЗ инновационных технологий повышения нефтеотдачи пласта (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН), полноценных геолого-гидродинамических и моделей содержащих нелинейные особенности законов фильтрации в сложных средах. Анализ и мониторинг состояния разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами требует особого внимания к геомеханическому поведению коллекторов, проявляющих не только упругие или обратимые изменения среды, которые характеризуются модулем Юнга и коэффициентом Пуассона, но также необходимостью учитывать коэффициенты необратимого изменения ФЭС коллекторов, особенно при ГРП [1, 3, 5, 6, 8-19, 20-24, 26-29].

В последние годы добывающие компании все чаще используют трассерные методы для получения данных по работе интервалов горизонтальных стволов. В значительной мере интерес к подобным технологиям обусловлен возможностью получать данные на протяжении длительного периода времени при радикальном уменьшении требуемых ресурсов, что открывает новые возможности по управлению скважиной и увеличению накопленной добычи.

Одним из таких методов мониторинга работы скважин, разрабатывающих залежи с ТРИЗ, является технология динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока горизонтальных скважин, которая в последнее время активно применяется на месторождениях Западной Сибири.

Технология маркерных исследований скважин основана на применении квантовых маркер-репортеров, являющихся высокоточными индикаторами притока пластового флюида и размещаемых в полимерной оболочке керамического пропанта (рис. 2).

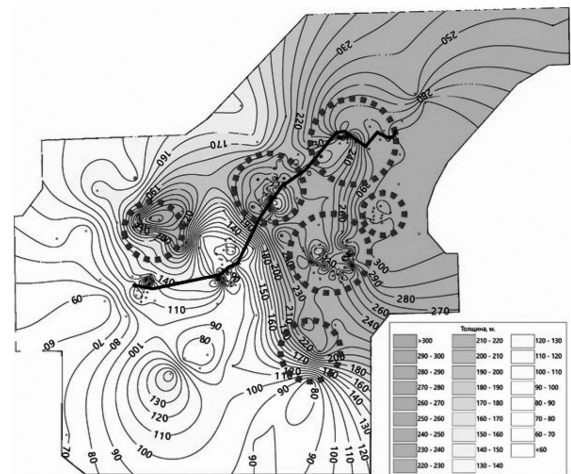




Условные обозначения:

- - разбуренные структуры
- - линия профиля

A



B

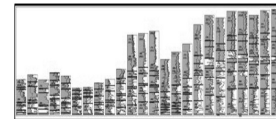


РИС. 1.

A – структурная карта кровли ачимовской толщи, демонстрирующая максимум абсолютных отметок на востоке; Б – карта толщин ачимовской толщи, демонстрирующая области максимальных значений на востоке изучаемой территории

В условиях активного развития технологий бурения, заканчивания и интенсификации добычи отмечается тенденция роста объемов горизонтального бурения и, как следствие, увеличения стадийности многозональных гидроразрывов пласта. При этом все больше прослеживается тенденция применения различных трассерных методов исследования для получения данных по работе интервалов горизонтальных стволов. 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.

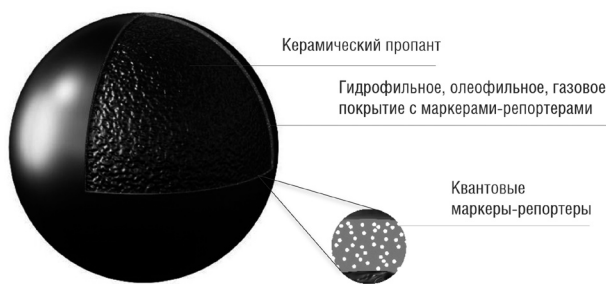
Трассерные технологии исследования скважин основаны на размещении индикаторов притока по горизонтальному стволу (рис. 3). При наличии контакта

с целевым пластовым флюидом (нефть, вода, газ) трассерные частицы попадают в него и движутся 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 [2].

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРИЗ НА ОСНОВЕ МАРКЕРНОЙ ДИАГНОСТИКИ

Применение технологии маркерной диагностики для горизонтальных скважин получило широкое распространение на месторождениях Западной Сибири. Для примера использовались результаты маркерных исследований не только для единичной маркированной скважины, а для группы скважин. На основе полученных данных появляется возможность управления профилем притока, а также регулирования системы заводнения. Использование технологии на протяжении нескольких лет позволило накопить большое количество информации, а также сформировать базу данных, которая способна вместить всю необходимую информацию о работе скважин. Так, на основе результатов маркерной диагностики работы интервалов горизонтального ствола скважин, появляется возможность оперативного принятия решений по контролю и управлению за разработкой месторождений.

Одним из ключевых аспектов управления и контроля разработки является гидродинамическое моделирование, основная цель которого заключается



Маркированный полимернопокрытый пропант GEOSPLIT®

РИС. 2.

Маркированный полимернопокрытый пропант с квантовыми маркерами-репортерами



Рис. 3.

Применение технологии динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока по горизонтальному стволу

в обосновании геолого-технических мероприятий в средне- и долгосрочной перспективах. Основным недостатком является потребность в большом количестве ресурсов на создание, оптимизацию и актуализацию моделей, в то время как особенностью машинного обучения является быстрая скорость обработки значительного объема поступающей оперативной информации и вычислений.

Наиболее простым и распространенным методом статистического анализа данных для качественной оценки гидродинамической связи между парами добывающей и нагнетательной скважин принято считать определение ранговой корреляции Спирмена или Кендалла. Более точным методом являются результаты машинного обучения. Преимущество данного подхода заключается в меньшей ресурсоемкости, а также в быстром прогоне тысячи многовариантных сценариев с целью поиска оптимального из них. При этом маркерная диагностика позволяет создать большое количество динамических data-сетов, на основе которых машинное обучение и создание прогнозной модели на базе нейронных сетей происходит быстрее, чем было бы без нее.

По рассчитанным данным была построена карта коэффициента ранговой корреляции Спирмена, на которой стрелками показаны доминирующие направления потоков фильтрации и выявленная гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами ближайшего окружения (рис. 4). Результаты исследования выявили

связь между следующими парами исследуемых скважин:

- 1) нагнетательная скважина №3Н оказывает существенное влияние на добывающие скважины №1Д и №21Д;
- 2) с увеличением приемистости на скважине №8Н отмечается увеличение обводненности добывающей скважины №1Д и увеличение дебита на скважине №21Д;
- 3) увеличение закачки на нагнетательной скважине №2Н оказало существенное влияние на добывающие скважины: №1Д (отмечается увеличение обводненности) и №16Д (увеличение дебита жидкости).

Для оценки гидродинамической связи не только между скважинами, но и портами маркированных скважин применен подход комплексирования результатов маркерной диагностики и определения коэффициента ранговой корреляции Спирмена. Результаты расчета показали, что добывающие скважины в северо-восточной части участка находятся в тесной гидродинамической связи. В центральной и южной частях пласта система поддержания пластового давления находится на стадии формирования.

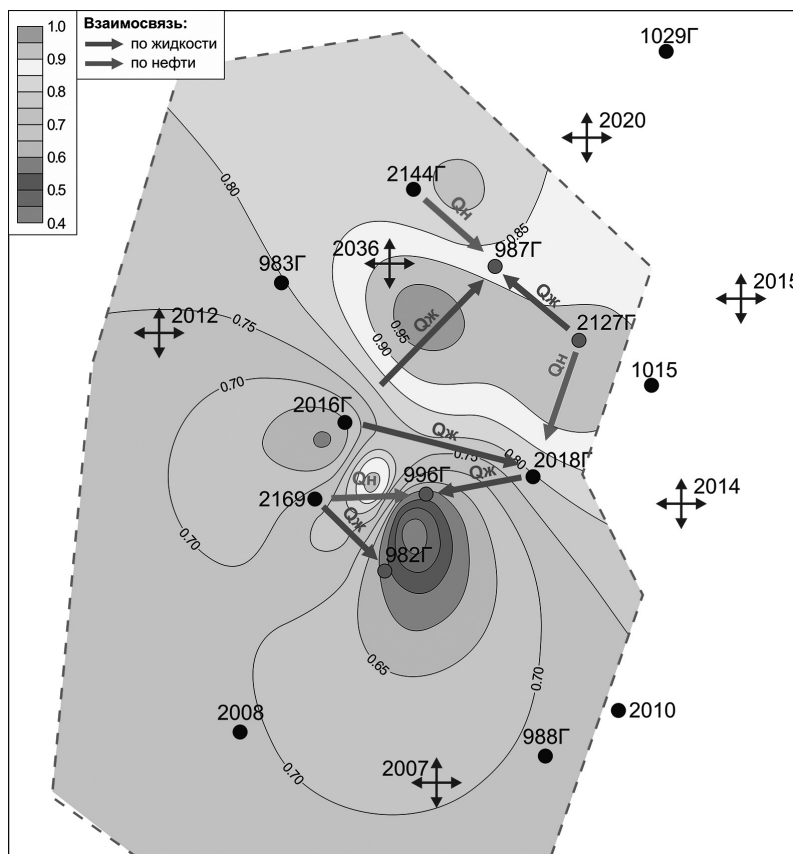


Рис. 4.

Карта корреляционных значений Спирмена. Оценка взаимосвязи между нагнетательными и добывающими скважинами

Сравнительный корреляционный анализ демонстрирует наличие тесной гидродинамической связи между притоками жидкости в «носочной» части горизонтальных стволов маркированных скважин №1Д и 21Д. Такая картина может быть обусловлена положительным влиянием нагнетательных скважин окружения №3Н и 7Н. Интерференция скважин также подтверждается результатами маркерных исследований.

Монотонная связь с отрицательными коэффициентами корреляции может быть интерпретирована как результат снижения забойного и пластового давлений в зоне отбора скважин, что в свою очередь обусловлено слабым влиянием нагнетательных скважин окружения. Таким образом, сравнительный корреляционный анализ динамики демонстрирует наличие тесной гидродинамической связи между скважинами, расположенными в северной и восточной частях исследуемого участка пласта [7].

## ВЫВОДЫ

Проанализированы различные варианты формирования нижнемелового комплекса на примере месторождений, расположенных на Сургутском и Нижневартовском сводах.

Проведено детальное изучение геологического строения ряда месторождений Западной Сибири. Установлены особенности залегания отложений юрского и мелового периодов и их низов – ачимовской толщи: в том числе в связи с особенностями ранее сформированных аномальных разрезов баженовской свиты.

С помощью структурных карт и анализа карт общих толщин, определено наличие интенсивных тектонических движений и других особенностей при формировании отложений аномального разреза баженовской свиты и ачимовской толщи. Результаты исследований позволяют считать ачимовскую толщу компенсационной.

Показаны практика и преимущества динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока, состояния и работы горизонтальных скважин в условиях добычи трудноизвлекаемых запасов нефти.

Показаны возможность и алгоритм использования результатов масштабного динамического маркерного мониторинга скважин для дополнительного контроля и оптимизации системы разработки месторождений.

Предложено использовать масштабный динамический маркерный мониторинг для контроля, оптимизации работы добывающих и нагнетательных скважин, системы разработки месторождений, геолого-технических мероприятий, в том числе технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внедрение аналитических инструментов в процесс разработки месторождений является неоспоримо перспективным направлением. Выполненная работа указывает на возможность комплексирования метода маркерной диагностики, результатов машинного обучения, коэффициентов ранговой корреляции для оценки взаимовлияния не только нагнетательных и добывающих скважин, но и влияние нагнетательных скважин на конкретные порты маркированных добывающих скважин при помощи исторических данных работы, а также карт расположения скважин.

Применение подхода комплексирования результатов маркерной диагностики и аналитических инструментов открывает ряд возможностей для исследования и оперативного принятия решений по оптимизации системы разработки:

- выявление нагнетательных скважин, оказывающих наибольшее влияние не только на добывающие, но и на конкретные порты добывающих маркированных скважин;
- выявление и предотвращение возможных прорывов нагнетаемых вод и преждевременного обводнения скважины;
- увеличение степени равномерности выработки участка.

Оценка взаимовлияния скважин, полученная в результате выполнения работы, легко реализуется и показывает достаточно высокие коэффициенты достоверности, основанные на сравнении прогнозных и фактических данных, в то же время, при сопоставлении с геолого-гидродинамической моделью, отмечается сходимость результатов. Реализация предложенного подхода позволяет оперативно в динамике контролировать систему разработки месторождения, оптимизировать работу добывающих и нагнетательных скважин, а также повысить коэффициент извлечения нефти.

## ЛИТЕРАТУРА

1. АРЕФЬЕВ С.В. Особенности и перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов месторождения им. А. Усольцева // Нефтяное хозяйство. 2023. № 3. С. 36-41. DOI:10.24887/0028-2448-2023-3-36-41.
2. АРЕФЬЕВ С., МАКИЕНКО В., ШЕСТАКОВ Д., ГАЛИЕВ М., ОВЧИННИКОВ К., МАЛЯКО Е., НОВИКОВ И. Сопоставление результатов применения различных трассерных технологий профиля притока в одной скважине / SPE-196829-RU, доклад на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22–24 октября, 2019, Москва, Россия.
3. ГОРБУНОВ А.Т., МОСКВИН В.Д., БРУСЛОВ А.Ю., СТАРКОВСКИЙ А.В., РОГОВА Т.С. и др. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины. Патент на изобретение RU 2023143 С1, 15.11.1994. Заявка № 5034187/03 от 25.03.1992.



4. Гутман И.С., Арефьев С.В. и др. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных объектов и геологическая интерпретация ее результатов. 2022. Раздел 5.4. С. 146–172.
5. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Разработка технологии «Умной» закачки водогазовых смесей с применением насосно-эжекторных систем // Бурение и нефть. 2022. №2 С. 34–39.
6. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Способ для водогазового воздействия на пласт и повышения дебитов нефтяных скважин и устройство для его осуществления. Патент на изобретение 2787173 С1, 29.12.2022. Заявка №2022108764 от 01.04.2022.
7. Дукарнаев М.Р., Малявко Е.А., Сапрыкина К.М., Семенова Е.Е., Васечкин Д.А., Урванцев С.И. Комплексирование результатов динамического маркерного мониторинга, метода ранговой корреляции и гибридных цифровых моделей для оценки взаимовлияния скважин // Бурение и нефть. 2021. № 10. С. 32–37.
8. Сулейманов Б.А. Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Москва-Ижевск: ИКИ. 286 с.
9. Шахвердиев А.Х. Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 58–63.
10. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2021. № 11. С. 104–109. DOI:10.24887/0028-2448-2021-11-104-109.
11. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Влияние фактора времени на показатели процесса разработки нефтяных месторождений // Вестник РАЕН. 2021. Т. 21. № 4. С. 45–52. DOI: 10.52531/1682-1696-2021-21-4-45-52.
12. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2022, апрель. С. 38. DOI:10.24887/0028-2448-2022-4-38-43.
13. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 10. С. 76–85.
14. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдова А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов: научная статья (ЕСОЭН) // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9), октябрь. С. 78–86.
15. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Денисов А.В., Юнусов Р.Р. Методика восстановления оптимального режима функционирования системы пласт – скважина с учетом неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 52–57.
16. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Поздышев А.С., Ильязов Р.Р. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023 №4 С. 34–39. DOI:10.24887/0028-2448-2023-4-34-39.
17. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Полищук А.А., Вайнерман Б.П., Юнусов Р.Р., Денисов А.В. Актуализация геологической модели залежи с целью оптимизации заводнения при добыче остаточных запасов нефти застойных зон // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 5. С. 28–41.
18. Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбicka А.П., Галушко В.В. Способ определения местоположения застойных и слабодренлируемых зон нефтяной залежи. Патент на изобретение RU 2105136 С1, 20.02.1998. Заявка № 97114425/03 от 03.09.1997.
19. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 5. С. 76–79.
20. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М. Способ разработки нефтяной залежи. Патент на изобретение RU 2244110 С1, 10.01.2005. Заявка № 2003110568/03 от 13.06.2002.
21. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М. Синергетические эффекты при системном воздействии на залежь термореохимическими методами // Нефтяное хозяйство. 2002. № 11. С. 61–65.
22. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Цзян Р., Бахтияров С. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO<sub>2</sub> // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90–95.
23. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Чукчев О.А., Галеев Ф.Х. Способ гидроразрыва пласта. Патент на изобретение RU 2122111 С1, 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
24. Шахвердиев А.Х., Шестопапов Ю.В., Мандрик И.Э., Арефьев С.В. Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118–123.
25. Шестаков Д.А., Бадрtdинов И.Г., Галиев М.М. Исследование оптимального расположения горизонтальных скважин с МГРП относительно регионального стресса в условиях Имилорского месторождения с применением технологии динамического маркерного мониторинга // Нефтегазовая

вертикаль. 2021. №21–22. С. 86–96.

26. **ВАХТИЯРОВ, S.I., ПАНАКHOV, G.M., SHAKHVERDIEV A.KH., ABBASOV E.M.** Oil recovery by in-situ gas generation: Volume and pressure measurements. PROCEEDINGS of ASME fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006.2006. N 1. SYMPOSIA. P. 1487–1492. DOI: 10.1115/FEDSM2006-98359.
  27. **ВАХТИЯРОВ S.I., ПАНАКHOV G.M., SHAKHVERDIEV A.KH., ABBASOV E.M.** Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO<sub>2</sub> in EOR technology, 2007 // Proceedings of the 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007. 1
  28. **SHAKHVERDIEV A.KH., ПАНАHOV G.M., RENQI J., ABBASOV E.M.** High efficiency in-situ CO<sub>2</sub> generation technology: the method for improving oil recovery factor, Petroleum Science and Technology. 2022. DOI: 10.1080/10916466.2022.2157010.
  29. **SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV YU. V.** Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. / Lobachevskii Journal of Mathematics. 2019. T. 40. №10. С. 1695–1710.
- REFERENCES
1. **AREFIEV S.V.** Features and prospects of development of hard-to-recover reserves of the field named after A. Usoltsev. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023;3:36–41. (In Russian).
  2. **AREFIEV S., MAKIENKO V., SHESTAKOV D., GALIEV M., OVCHINNIKOV K., MALYAVKO E., NOVIKOV I.** Comparison of the results of applying different flow profile tracer technologies in a single well. SPE-196829-RU, paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Technical Conference, October 22–24, 2019, Moscow, Russia. (In Russian).
  3. **GORBUNOV A.T., MOSKVIN V.D., BRUSLOV A.Y., STARKOVSKY A.V., ROGOVA T.S., SULTANOV T.A., BALIKOYEVA M.A., SHAKHVERDIEV A.H., PALIY V.O.** Method of treatment of bottom-hole zone of a producing well. Patent for invention RU 2023143 C1, 15.11.1994. Application N 5034187/03 of 25.03.1992. (In Russian).
  4. **GUTMAN I.S., AREFIEV S.V. ET. AL.** West Siberian oil and gas bearing province. Correlation of well sections of complexly constructed objects and geologic interpretation of its results., 2022;5.4:146-172. (In Russian).
  5. **DROZDOV A.N., GORELKINA E.I.** Development of technology of "Smart" injection of water-gas mixtures with the use of pump-ejector systems. *Bureniye i nefi'*. 2022;2:34–39. (In Russian)
  6. **DROZDOV A.N., GORELKINA E.I.** Method for water-gas influence on the reservoir and increase of oil well flow rates and the device for its implementation. Invention Patent 2787173 C1, 29.12.2022. App. N 2022108764 dated 01.04.2022. (In Russian).
  7. **DULKARNAEV M.R., MALYAVKO E.A., SAPRYKINA K.M., SEMYONOVA E.E., VASECHKIN D.A., URVANTSEV S.I.** Complementing the results of dynamic marker monitoring, the method of rank correlation and hybrid digital models to assess the mutual influence of wells. *Bureniye i nefi'*. 2021;10:32–37. (In Russian).
  8. **SULEYMANOV B.A.** Theory and practice of oil recovery increase. Moscow-Izhevsk:IKI, 286.
  9. **SHAKHVERDIEV A.H.** Some conceptual aspects of system optimization of oil fields development. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2017;2:58–63. (In Russian)
  10. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V.** Concept of monitoring and optimization of oil reservoir flooding process at instability of the displacement front. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2021;11:104–109. (In Russian).
  11. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V.** Influence of time factor on the process indicators of oil fields development. *Vestnik RAYEN*. 2021;21;4:45–52. (In Russian).
  12. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V.** Problems of transformation of hydrocarbon reserves in the unprofitable technogenic category of hard-to-recover. *Neftyanoye khozyaystvo*. April. 2022:38 (In Russian).
  13. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V.** Hard-to-recover reserves of under-saturated oil reservoirs. *Geologiya i nedropol'zovaniye*. 2022; 10:76–85. (In Russian).
  14. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V.** Hard-to-recover reserves of under-saturated oil reservoirs: scientific article (ESOEN). *Geologiya i nedropol'zovaniye*. October. 2022;5;(9):78–86. (In Russian).
  15. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DENISOV A.V., YUNUSOV R.R.** Methodology of restoration of the optimal mode of operation of the reservoir – well system taking into account the instability of the displacement front. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2020;6:52–57. (In Russian).
  16. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., POZDYSHEV A.S., ILYAZOV R.R.** On the inclusion of highly watered reserves of under-saturated reservoirs in the category of hard-to-recover. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023;4:34–39. (In Russian).
  17. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., POLISHCHUK A.A., VAINERMAN B.P., YUNUSOV R.R., DENISOV A.V.** Updating the geological model of the deposit in order to optimize waterflooding in the production of residual oil reserves of stagnant zones. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Geologiya i razvedka*. 2020. № 5. С. 28–41. (In Russian)
  18. **SHAKHVERDIEV A.KH., MAXIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P., GALUSHKO V.V.** Method for determining the location of stagnant and weakly drained zones of



- an oil deposit. Patent for invention RU 2105136 C1, 20.02.1998. Appl. N 97114425/03 of 03.09.1997. (In Russian).
19. **ШАКХВЕРДИЕВ А.КН., МАНДРИК, I.E.** Influence of technological peculiarities of hard-to-recover hydrocarbon reserves extraction on the oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;5:76–79. (In Russian).
  20. **ШАКХВЕРДИЕВ А.КН., ПАНАКHOV G.M.** Method of oil deposit development. Patent for invention RU 2244110 C1, 10.01.2005. Appl. N 2003110568/03 of 13.06.2002. (In Russian).
  21. **ШАКХВЕРДИЕВ А.КН., ПАНАHOV G.M., АBBASOV E.M.** Synergetic effects in systemic impact on the deposit by thermo-rheochemical methods. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2002;11:61–65. (In Russian).
  22. **ШАКХВЕРДИЕВ А.КН., ПАНАКHOV G.M., АBBASOV E.M., JIANG R., БАКHTИYAROV S.** Highly efficient technology for enhanced oil recovery and oil production intensification based on in-situ CO<sub>2</sub> generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;5:90–95. (In Russian).
  23. **ШАКХВЕРДИЕВ А.КН., ПАНАКHOV G.M., SULEIMANOV B.A., АBBASOV E.M., ЧУКЧЕЕV O.A., ГАЛЕЕV F.H.** Method of hydraulic fracturing. Patent for invention RU 2122111 C1, 20.11.1998. Appl. N 97109098/03 of 16.06.1997. (In Russian).
  24. **ШАКХВЕРДИЕВ А.КН., ШЕСТОПАЛОВ Y.V., МАНДРИК I.E., АРЕФЬЕV S.V.** Alternative concept of monitoring and optimization of oil reservoir flooding in conditions of instability of the displacement front. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2019;12:118–123. (In Russian).
  25. **ШЕСТАКOV D.A., БАДРТДИNOV I.G., ГАЛЕЕV M.M.** Study of the optimal location of horizontal wells with MGRP relative to the regional stress in the conditions of Imilorskoye field using dynamic marker monitoring technology. *Neftegazovaya vertikal'*. 2021;21–22:86–96. (In Russian).
  26. **БАКHTИYAROV, S.I., ПАНАКHOV, G.M., ШАКХВЕРДИЕВ А.КН., АBBASOV E.M.M.** Oil recovery by in-situ gas generation: Volume and pressure measurements. PROCEEDINGS of ASME fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006,2006, 1, SYMPOSIA, 1487–1492.
  27. **БАКHTИYAROV S.I., ПАНАКHOV G.M., ШАКХВЕРДИЕВ А.КН., АBBASOV E.M.** Polymer/surfactant effects on generated volume and pressure of CO<sub>2</sub> in EOR technology, 2007. Proceedings of the 5th Joint ASME/JSME Fluids Engineering Summer Conference, FEDSM 2007;1.
  28. **ШАКХВЕРДИЕВ А.КН., ПАНАКHOV G.M., RENOJI J.M., RENOJI J., АBBASOV E.M.** High efficiency in-situ CO<sub>2</sub> generation technology: the method for improving oil recovery factor, *Petroleum Science and Technology*. 2022.
  29. **ШАКХВЕРДИЕВ А. КН., ШЕСТОПАЛОВ YU. V.** Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics*. 2019;40;10:1695–1710.

---

**Арефьев Сергей Валерьевич,**  
к.г.-м.н., начальник Управления разработки нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирского и Пермского регионов ПАО "Лукойл"

✉ 101000, г. Москва, Сретенский бул-р, д. 11  
101000, Moscow, Sretensky Bulvar, 11,  
тел: +7 (495) 627-44-44, e-mail: lukoil@lukoil.com