

Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения

Р.Н. Бурханов^{1*}, А.А. Лутфуллин², А.В. Максютин³, И.Р. Раупов⁴, И.В. Валиуллин¹, И.М. Фаррахов⁵,
М.В. Швыденко²

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

³ООО «ТетраСофт-Сервис», Санкт-Петербург, Россия

⁴Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

⁵АО «Консалтинговый центр», Альметьевск, Россия

Длительная поэтапная разработка многопластового месторождения, включающего десятки и сотни нефтеносных горизонтов и локальных залежей в сочетании с их вертикальной и горизонтальной разобщенностью, создает условия для формирования остаточных запасов нефти. Для целей выявления и пространственной локализации остаточных запасов разработан и применен алгоритм ретроспективного анализа на примере верхне- и нижнедевонских терригенных отложений Ромашкинского месторождения, разработка которых ведется с 1952 года. Проанализирована длительная история геологического изучения и разработки нефтеносных пластов пашийского Д1 (пласты г и д), муллинского Д2, ардамовского Д3, воробьевского Д4 и бийского Д5 горизонтов по данным 2605 скважин. Предложено выделять 6 категорий пластов и содержащихся в них запасов. Ранее не разрабатывавшиеся пласты, сложенные кондиционными коллекторами, отнесены к категории 1. Пластам, сложенным более глинистыми и менее проницаемыми коллекторами, присуждается категория 2. К категории 3 относятся ранее разрабатывавшиеся, но оставленные до достижения предельной обводненности, а к категории 4 разрабатываемые в настоящее время интервалы. Наименее перспективными считаются остановленные после достижения предельной обводненности (категория 5), а также выклинивающиеся, замещенные не коллекторами или считающиеся водоносными (категория 6) пласты. Категории наносились на карты для выявления, визуализации и описания основных закономерностей в распространении остаточных запасов, которые устанавливаются как в одиночных скважинах, так и в целиках, включающих группу скважин. Алгоритм апробирован на корпоративной информационной базе исторических данных по геологическому изучению, исследованиям и разработке Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения. Приведены примеры опытных геологических мероприятий по включению в разработку выявленных остаточных запасов.

Ключевые слова: целик нефти, нефтеносный пласт, локализация остаточных запасов, многопластовое нефтяное месторождение, добывающая и нагнетательная скважина, разработка нефтяного месторождения, алгоритм ретроспективного анализа

Для цитирования: Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Максютин А.В., Раупов И.Р., Валиуллин И.В., Фаррахов И.М., Швыденко М.В. (2022). Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения. *Георесурсы*, 24(3), с. 125–138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.11>

Введение

На поздней стадии разработки многопластового нефтяного месторождения происходит значительное ухудшение структуры и состава запасов по геологическим и технологическим причинам (Alekseev et al., 2017; Prischepa et al., 2020; Dmitrieva et al., 2020). Геологическими причинами являются вертикальная и латеральная неоднородность разрабатываемых коллекторов, которая не может быть полностью и достоверно изучена (Yermekov et al., 2020). К технологической причине относится невозможность полного учета неоднородности пласта

при обосновании плотности сетки скважин, градиента давления или технологии заводнения (Sabukevich et al., 2020). Для поддержания добычи нефти и достижения проектного коэффициента нефтеизвлечения необходимо иметь четкие представления о характере распределения, количестве и качестве остаточной нефти (Repina et al., 2018). Отсутствие таких представлений мешает обоснованному выбору технологии их эффективного извлечения (Burkhanov et al., 2020). Несмотря на то, что постоянно совершенствуются промыслово-геофизические, гидродинамические и интерпретационные, сейсмические, литолого-фациальные методы разведки и моделирование остаточных запасов, не всегда удается получать своевременно достоверную информацию об их количестве и пространственном размещении, степени выработанности и включенности в разработку (Egorov et al., 2021; Rogachev et al., 2019).

* Ответственный автор: Рамис Нурутдинович Бурханов
e-mail: burkhanov_gn@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

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

Целью исследования явилась разработка эффективного алгоритма выявления и количественной оценки остаточных запасов в Верхнедевонских нефтеносных отложениях Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения на основе ретроспективного анализа многолетних данных по их разработке. Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи: изучить литолого-стратиграфические особенности и закономерности нефтеносности изучаемых пластов; проанализировать возможные причины образования в них остаточных запасов; оценить имеющиеся информационные системы для ретроспективного анализа и предложить алгоритм для выявления и оценки остаточных извлекаемых запасов; предложить геолого-технические мероприятия (ГТМ) для включения в разработку выявленных остаточных запасов.

Материалы и методы

Известны различные подходы к локализации остаточных запасов. Для проектирования боковых стволов предложен метод ранжирования зон локализации остаточных запасов по степени рискованности на основе изучения причин заземления и удерживания остаточной нефти, оценки текущего распределения остаточной нефтенасыщенности (Агишев и др., 2020). Известен метод оценки прогнозной выработки по алгоритму скважинного расчета характеристик вытеснения на основе материального баланса и контроля выбытия добывающих и нагнетательных скважин (Гусева и др., 2016). Разработан вероятностный метод для оценки остаточных запасов (Kondratiev et al., 2017), концепция количественной оценки относительного объема движущихся запасов в сферу дренирования от области нагнетания с учетом особенностей движения флюидов по продуктивным пластам (Уваров, 2018). Качественной и количественной локализации остаточных запасов посвящены многочисленные работы (Воронова, 2006; Баталов, 2017; Грищенко и др., 2021; Zhdanov et al., 2018). Ретроспективный метод заключается в анализе данных с учетом изменения их во времени. Предметом анализа являются данные по работе скважин различного назначения, охватывающие период от ввода их в эксплуатацию до сегодняшнего момента. Основные этапы такого анализа применительно к истории разработки нефтяного месторождения сформированы в форме алгоритма, включающего входной, основной и выходной модули.

Для повышения достоверности такой информации предложен алгоритм ретроспективного анализа по выявлению остаточных запасов, который был апробирован на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, включающем десятки локальных залежей в верхне- и нижнедевонских терригенных отложениях. По предложенному алгоритму выявлены и классифицированы по категориям пласты, содержащие остаточные запасы, как по скважинам в отдельности, так и месторождению в целом на основе обширной верифицированной информационной корпоративной базы исторических данных по геологическому изучению, исследованиям и разработке месторождения (Burkhanov et al., 2020). Категории запасов наносились на карту с целью установления основных закономерностей в их пространственной локализации и планирования геолого-технических мероприятий ГТМ по их включению в разработку.

Алгоритм разработан и апробирован для нефтеносных пластов пашийского Д1 (пласты г и д), муллинского Д2, ардатовского Д3, воробьевского Д4 и бийского Д5 горизонтов Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. В корпоративной информационной системе «Автоматизированное рабочее место инженерно-технологической службы» (КИС «АРМИТС») и программном комплексе автоматизации проектирования и мониторинга разработки «NGT Smart» производился предварительный анализ текущего состояния пластов в каждой из 2605 скважин, данных по их вскрытию и проведенным геолого-техническим мероприятиям (ГТМ), месячным рапортам скважин (МЭР), каротажа с целью уточнения литологии и подсчетных параметров пластов. По результатам анализа, пластам, выделенным в добывающих, нагнетательных и других (пьезометрических, водозаборных и водопоглощающих, наблюдательных) скважинах вне зависимости от их текущего состояния (действующая, приостановленная, законсервированная, ликвидированная или другое состояние) назначается категория. Ранее не разрабатывавшиеся пласты, сложенные кондиционными коллекторами, относились к категории 1. Пластам с ухудшенной емкостно-фильтрационной характеристикой присуждалась категория 2. К категории 3 относились ранее разрабатывавшиеся, но оставленные до достижения предельной обводненности, а к категории 4 разрабатываемые в настоящее время интервалы. Пласты, оставленные по достижению предельной обводненности, относились к категории 5. Выклинивающиеся, замещенные не коллекторами, или считающиеся водоносными интервалы относились к категории 6.

Выделяемые категории назначаются как пластам, так и остаточным извлекаемым запасам (ОИЗ), которые в них локализуются (табл. 1).

№	Категория	Характеристика ОИЗ
1	Категория 1	В ранее не разрабатывавшихся кондиционных коллекторах
2	Категория 2	В пластах с ухудшенной емкостно-фильтрационной характеристикой
3	Категория 3	В ранее разрабатывавшихся пластах, которые были оставлены до достижения предельной обводненности
4	Категория 4	В разрабатываемых пластах
5	Категория 5	В пластах, оставленных с предельной обводненностью
6	Категория 6	В выклинивающихся, замещенных не коллекторами, или водоносных пластах

Табл. 1. Характеристика ОИЗ по категориям

Характеристика объекта внедрения и апробирования предложенного алгоритма

Ромашкинское многопластовое нефтяное месторождение в тектоническом отношении приурочено к Альметьевской вершине Южно-Татарского свода, граничащего на территории Республики Татарстан с Северо-Татарским сводом на севере и Мелекесской впадиной на западе (рис. 1). Наибольшая плотность прогнозных извлекаемых запасов 30–50 тыс. т/км² приходится именно на эти земли. Осадочный чехол месторождения толщиной

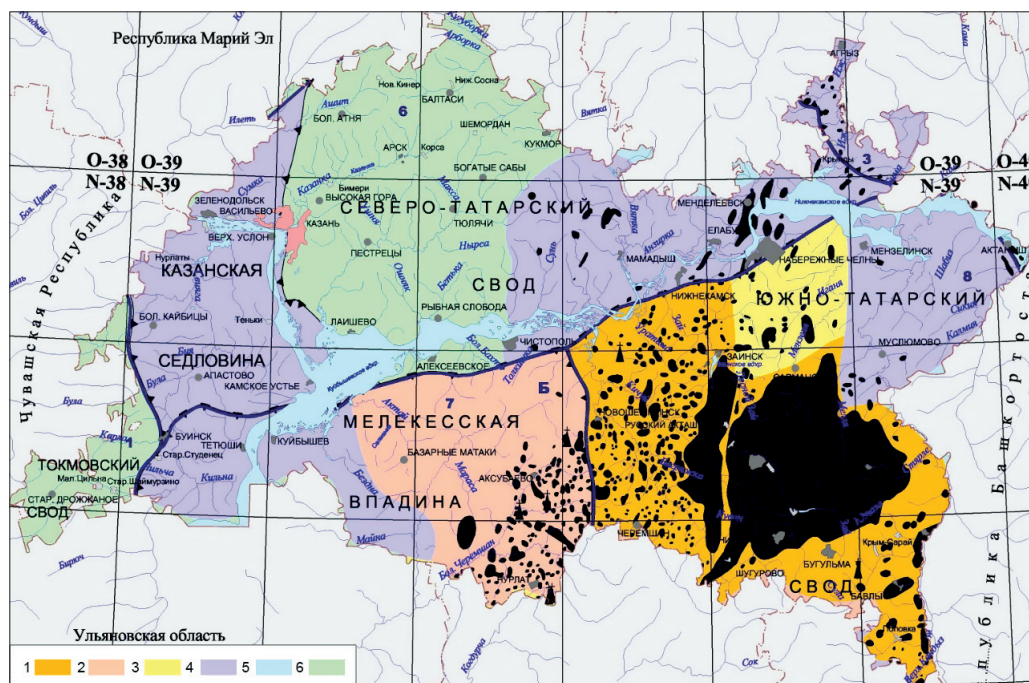


Рис. 1. Карта нефтегазгеологического районирования Республики Татарстан. Плотность прогнозных извлекаемых ресурсов УВ, тыс. т/км²: 1 – 30–50; 2 – 15–30; 3 – 15–10; 4 – 10–5; 5 – 3–5; 6 – 1–3 (ГИС-Атлас «Недра России», <https://vsegei.ru/ru/info/gisatlas/pfo/tatarstan/index.php>)

до 2000 м представлен девонскими, каменноугольными и пермскими отложениями, в которых выявляются 18 промышленно-нефтеносных горизонтов. В соответствии с принятыми принципами внутриконтурного заводнения, заложенными в первой схеме разработки, месторождение разделено рядами нагнетательных скважин на 22 площади, одной из которых является Абдрахмановская площадь (рис. 2). Она протягивается с севера на юг на 25 км, а с запада на восток – на 15 км; представляет собой отдельно-приподнятую зону, состоящую из небольших малоамплитудных поднятий, сгруппированных в субмеридиональную зону. Максимум по отметке верхнедевонского репера «верхний известняк» (в кровле пласта Д1) –1430 м расположен в центре площади, к северу, югу, северо-востоку и юго-западу отмечается понижение структурной поверхности, наибольшее – в северной части до –1463 м (Хисамов, 1997).

Пашийский горизонт включает нефтеносный пласт Д1, который является основным эксплуатационным объектом с нефтенасыщенной толщиной до 16,6 м, представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Включает 8 отдельных нефтеносных пластов, сложенных мелко и крупно зернистыми песчаниками и алевролитами. Верхние пласты, обозначаемые «а», «б1», «б2», «б3», «в» характеризуются линзовидным строением и отделены аргиллитами от нижних «г1», «г2», «г3», «д», отличающихся площадным распространением. Коллекторы нефти состоят из мелко и крупно зернистых песчаников и алевролитов. Муллинский горизонт прослеживается повсеместно, сложен песчано-глинистыми породами, не выдержанными по толщине, изменяющейся от 16 до 30 м, нередко уплотненными в кровельной части. Пласт Д2 нефтенасыщенных песчаников в его в верхней части образует единую гидродинамическую систему с пластом Д1, в которой водонефтяной контакт изменяется в пределах от –1483,5 до –1488,2 м. Ардаговские слои также

повсеместно распространены толщиной до 25–35 м, включают 2 пакки – нижнюю песчано-алевролитовую и верхнюю карбонатно-алевролитовую. В их составе выделяется пласт Д3, сложенный мелкозернистыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и глинами. Он отличается не выдержанностью состава и включает 2 верхних нефтеносных прослоя Д3а, Д3б и нижний водоносный прослой Д3в. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,6 до 9,6 м. Отметка водонефтяного контакта (ВНК) меняется от –1525 до –1528 м (по отдельным скважинам до –1532 м). Отложения воробьевского горизонта разделены глинистыми породами на две алевролитово-песчаные пакки (Д4б и Д4а). Толщина горизонта изменяется в пределах 16–20 м, ВНК отмечается на отметках от –1530 до –1536 м. Бийский горизонт подразделяется на нижнюю песчано-алевролитово-глинистую и верхнюю карбонатно-глинистую пакки, включает нефтеносный пласт Д5. Толщина горизонта изменяется в пределах 24–30 м. Разработка Абдрахмановской площади началась с горизонта Д1 в 1952 году и деления площади рядами нагнетательных скважин на 8 блоков (рис. 2), каждый из которых рассматривался в дальнейшем как самостоятельный объект для очагового, избирательного и других видов заводнения (Хисамов, 1996). Таким образом, ретроспективный анализ охватил промежуток времени продолжительностью 70 лет.

Алгоритм по выявлению и локализации остаточных запасов

Алгоритм включает входной, основной и выходной модули. Входной модуль (рис. 3) построен по принципу «от общего к частному» (выбор месторождения, площади и объекта разработки, затем блока и конкретной скважины). В КИС «АРМИТС» производится предварительный анализ текущего состояния скважины, вскрытия пластов и проведенных ГТМ. Данные по пластам Д1 и Д2 анализируются с применением программного комплекса NGT

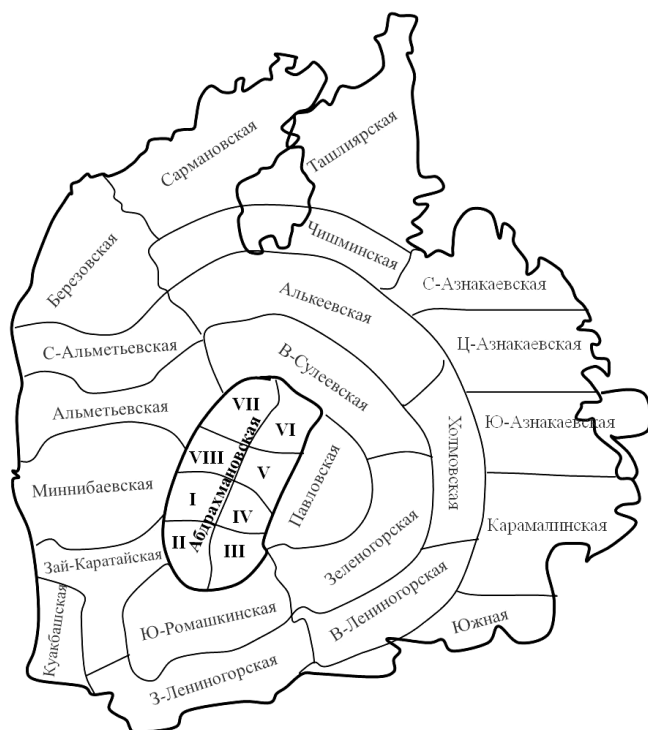


Рис. 2. Схема площадей Ромашкинского нефтяного месторождения. I–VIII – нумерация блоков Абдрахмановской площади

Smart, содержащим существенный объем верифицированных исторических данных в цифровом формате по добыче и закачке, изменению пластового давления Рпл и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, проведенным ГТМ, МЭР. Для пластов Д3, Д4 и Д5 предлагается

начать с анализа структурных поверхностей и каротажа с целью уточнения литологии, толщины и ФЕС пластов. В конечном пункте входного блока определяется текущее назначение скважины, от которого зависит дальнейший ход анализа.

При анализе добывающей скважины определяется степень вскрытия продуктивных пластов, которая определяется понятиями «вскрыт», «частично вскрыт» или «не вскрыт» (рис. 4). В скважинах с частично вскрытыми пластами выделяются вскрытые (перфорированные) и не вскрытые (не перфорированные) пласты. По перфорированным пластам проводится оценка текущего состояния разработки (разрабатываемые, частично-разрабатываемые и неразрабатываемые). К частично-разрабатываемым относятся нефтеносные пласты, содержащие неперфорированный интервал или прослой. По разрабатываемым и частично-разрабатываемым пластам проводится ретроспективный анализ разработки с целью определения эксплуатационных характеристик и запасов, которые относятся к категории 4. По пластам, которые ранее не вводились в эксплуатацию и представляющим наибольший промышленный интерес, проводится детальный анализ геолого-промысловых данных с целью подсчета запасов объемным методом (отнесены к категории 1). По ранее разрабатываемым пластам по анализу месячных эксплуатационных рапортов скважины выясняется их перспективность. Они могли быть отключены с неопределенным значением обводненности менее 98 % (Хисамов, 1996), даже несмотря на достаточно высокие значения дебита (относятся в категорию 3). Остаточные извлекаемые запасы в таких пластах подсчитываются с

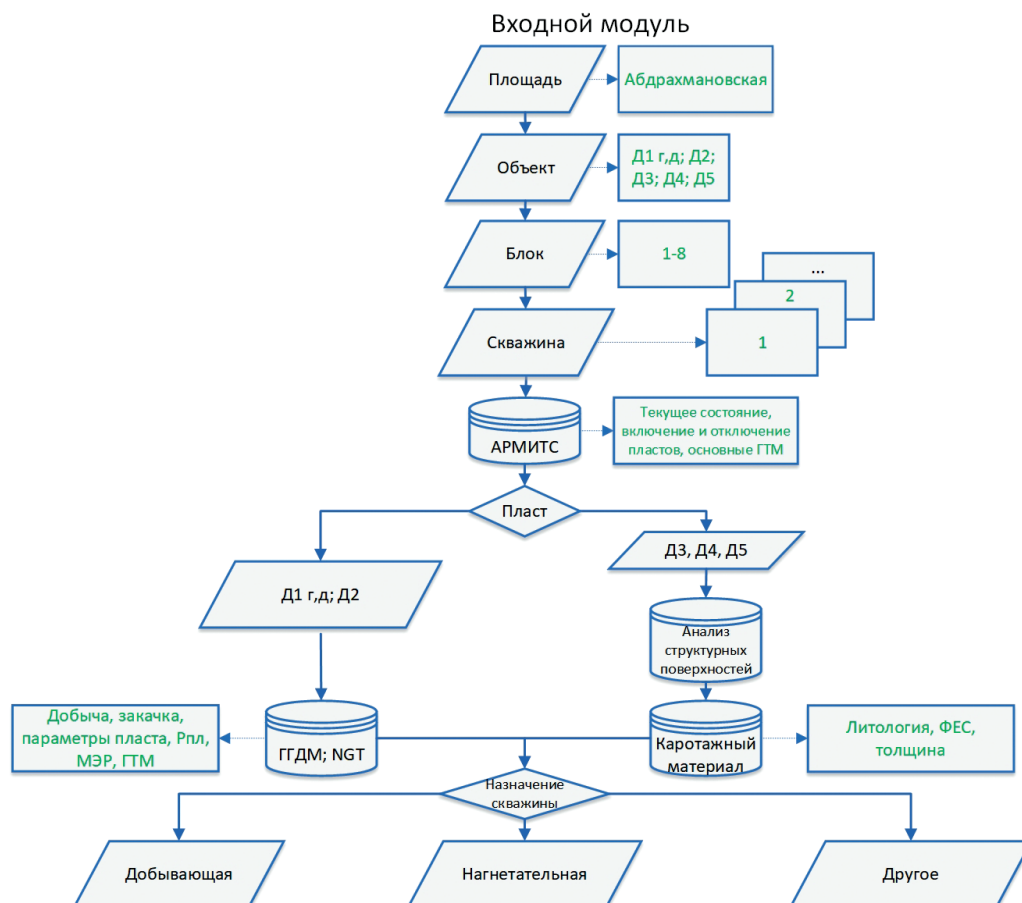


Рис. 3. Входной модуль алгоритма ретроспективного анализа

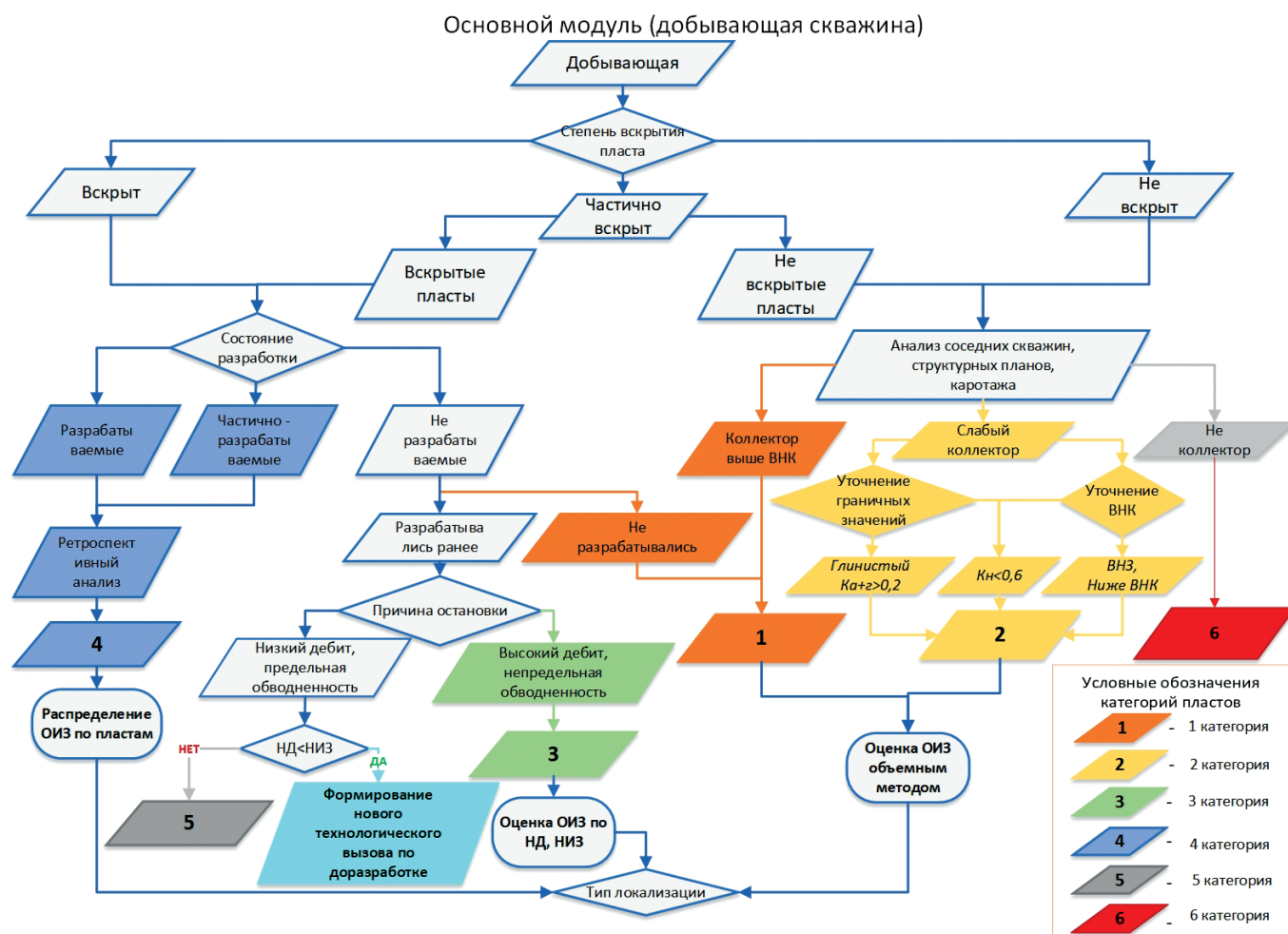


Рис. 4. Основной модуль алгоритма ретроспективного анализа данных по добывающим скважинам

учетом накопленной добычи нефти (НД) до отключения пласта и распределения запасов по пластам (Grachev et al., 2020). К малоперспективным относятся пласты, отключенные по причине высокой обводненности, достигшей предельных величин более 98 % в сочетании с небольшим дебитом по нефти. В таких пластах уточняется степень выработанности запасов по сопоставлению НД и начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

В случаях НД меньше НИЗ, что можно связать с опережающим обводнением пласта, возникает необходимость применения методов ограничения притока воды или регулирования фильтрационных потоков с формированием нового технологического вызова по доизвлечению остаточных запасов (Joseph et al., 2010; Shuhong et al., 2012; Mardashov et al., 2021). Если НД больше НИЗ, пласт и содержащиеся в нем ОИЗ относятся к категории 5. Существенное превышение НД над НИЗ может быть объяснено отбором нефти из зоны дренирования соседних скважин или выше, или ниже залегающих пластов.

Наибольший интерес представляют пласты, которые по разным причинам не эксплуатировались. К ним относятся пласты, первично вскрытые бурением, но вторичное вскрытие (перфорация) которых не производилось, а также не вскрытые пласты, предположительно залегающие ниже основных эксплуатационных объектов. Для таких объектов проводится детальный анализ геолого-промысловых данных по соседним скважинам, структурных и литологических карт, каротажа и истории перфорации. Недостающие данные дополняются по аналогии с

ближайшими скважинами. Среди них выделяются 3 типа категорий. К категории 1 относятся запасы в нефтенасыщенных кондиционных коллекторах, залегающих выше обоснованного ВНК. К категории 2 относятся запасы менее кондиционных пластов: «слабых» по причине повышенного содержания глинистого и алевролитового материала ($\kappa_{a+г}$ более 0,2) (Хусаинов, 2011); с пониженными значениями коэффициента нефтенасыщенности (κ_n менее 0,6); выделенных в водонефтяной или водоносной (ниже обоснованного ВНК) зонах. Категорией 6 отмечаются пласты, сложенные не коллекторами или водонасыщенными коллекторами; не выделенные по прямым качественным или косвенным признакам в качестве коллекторов (Archie, 1950), а также интервалы выклинивания. По наиболее перспективным пластам категории 1 и 2 определяются подсчетные параметры для оценки ОИЗ (Гутман, 1985).

Назначение категории не вскрытым пластам в нагнетательных скважинах аналогично определению категорийности в добывающих (рис. 5). Вскрытые пласты распределяются по состоянию закачки следующим образом: закачивается (ведется закачка); закачивалась ранее (в настоящее время закачка не ведется); не закачивается (закачка никогда не производилась). Последние также, как и в добывающих подразделяются на 3 категории: нефтенасыщенные, залегающие выше обоснованного ВНК (категория 1); «слабые» (категория 2); не коллекторы (категория 6). Проводится оценка степени выработанности запасов в пластах, в которые ведется в настоящее время или ранее проводилась закачка. Сопоставляются

Основной модуль (нагнетательная скважина)

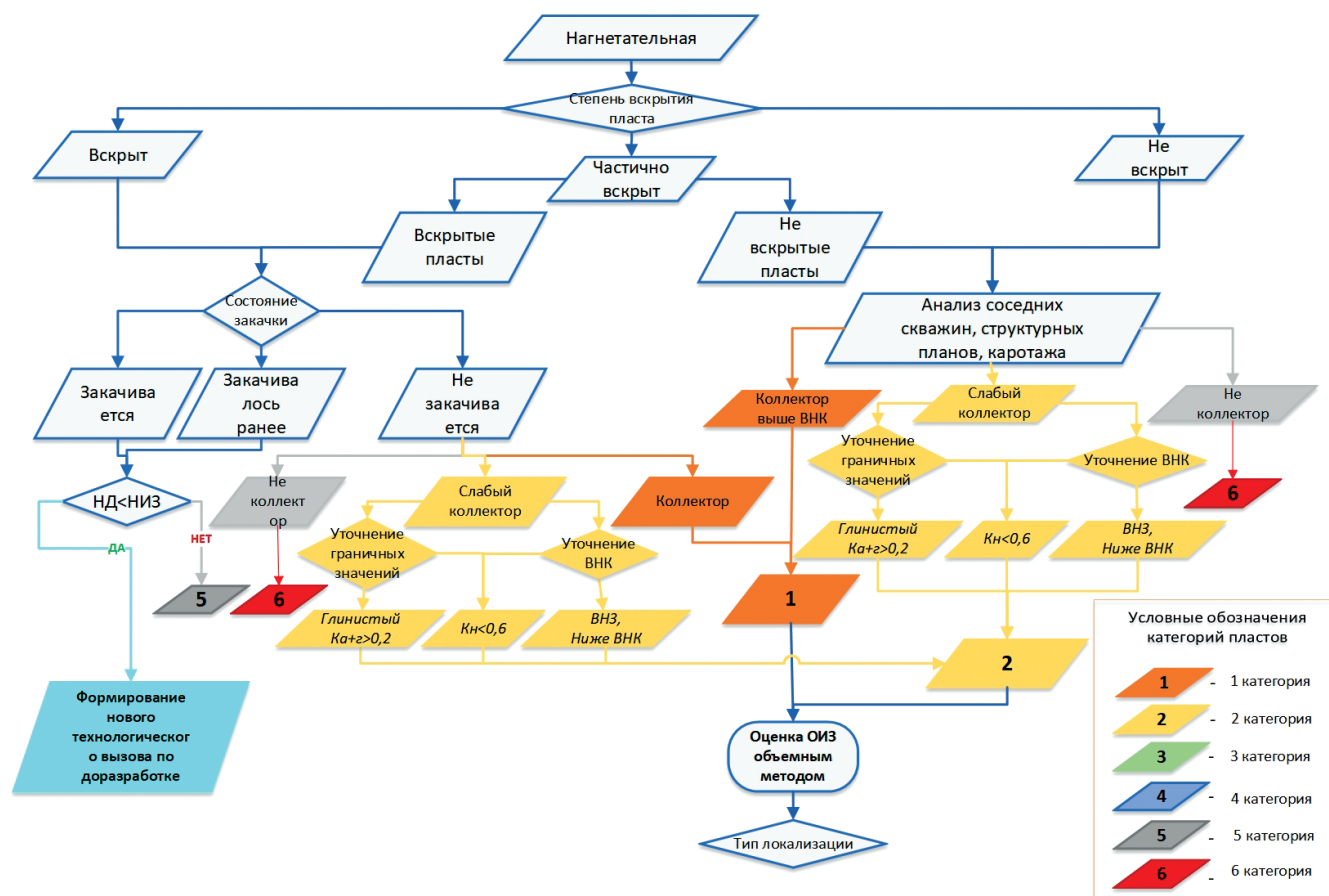


Рис. 5. Основной модуль алгоритма ретроспективного анализа данных по нагнетательным скважинам

НД нефти по реагирующим скважинам и НИЗ по элементу системы разработки. Если НД менее НИЗ возникает технологический вызов по извлечению остаточной нефти в межскважинном пространстве (Galimzyanov et al., 2021; Антонов и др., 2016; Музалевская, 2016). При НД больше НИЗ запасы в пласте относятся к категории 5.

Категории пластов (запасов) наносятся на карты категорийности, которые строятся по каждому пласту в отдельности, на них визуализируется пространственное размещение ОИЗ в одиночных скважинах или в группах скважин в виде целиков.

Выходной модуль (рис. 6) учитывает, что при длительной разработке месторождения характеристики пластов меняются и могут со временем уточняться с применением новейших методов и принципов (Муслимов, 2007, 2008; Закиров и др., 2010), к которым относятся новые способы оценки ФЕС и текущего коэффициента нефтенасыщенности (Taïrova et al., 2017). Необходимость геологического доизучения остаточных запасов особенно актуальна для обоснования вида ГТМ для их извлечения. Пул методов геологического доизучения (доразведки) выявленных запасов по категориям с целью подтверждения их наличия может быть весьма обширным (табл. 2). Предложены методы оценки технического состояния скважины, которое влияет на перераспределение ОИЗ по пластам. В добывающих скважинах для этих целей предлагаются методы электромагнитной дефектоскопии, профилометрии, акустический телевизор, магнитной интроскопии. В нагнетательных скважинах с целью изучения заколонной циркуляции в целевой пласт и оценки

возможности перепрофилизации скважины предложены методы акустической цементометрии (АКЦ), скважинной глубинной дебитометрии и термометрии (СГДТ). Для геологического доизучения рекомендуется электрокаротаж. Для пластов категории 1, рисками не обнаружения или не перспективности являются попадание в промытую зону, малая толщина пласта, выклинивание, невозможность организации одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) для включения в разработку. Для пластов категории 2 предлагаются технологии измерения удельного электрического сопротивления пород через обсадную колонну для обнаружения и оценки неизлеченных углеводородов, оценки перемещения ВНК, радиоактивный каротаж, импульсный нейтронный каротаж и СО каротаж при контроле за разработкой месторождений, исследования литологии около скважинного пространства и контактов, оценки пористости и нефтегазонасыщенности. Для уточнения ОИЗ могут быть предложены технологии импульсно-кодированного гидропрослушивания (ИКГ) и другие виды гидродинамических исследований (ГДИ) межскважинного пространства.

Для введения выявленных пластов, содержащих запасы категорий 1, 2 или 3 в разработку, рассматривается пул ГТМ, включающий простую, сложную и комплексную оптимизацию. Простая оптимизация предлагается для одиночных скважин и может включать перестрел или дострел, обработку призабойной зоны пласта ОПЗ. Комплексная оптимизация касается локализованных зон и включает бурение горизонтального ствола (БГС), зарезку бокового ствола (ЗБС), гидравлический разрыв пласта (ГРП).

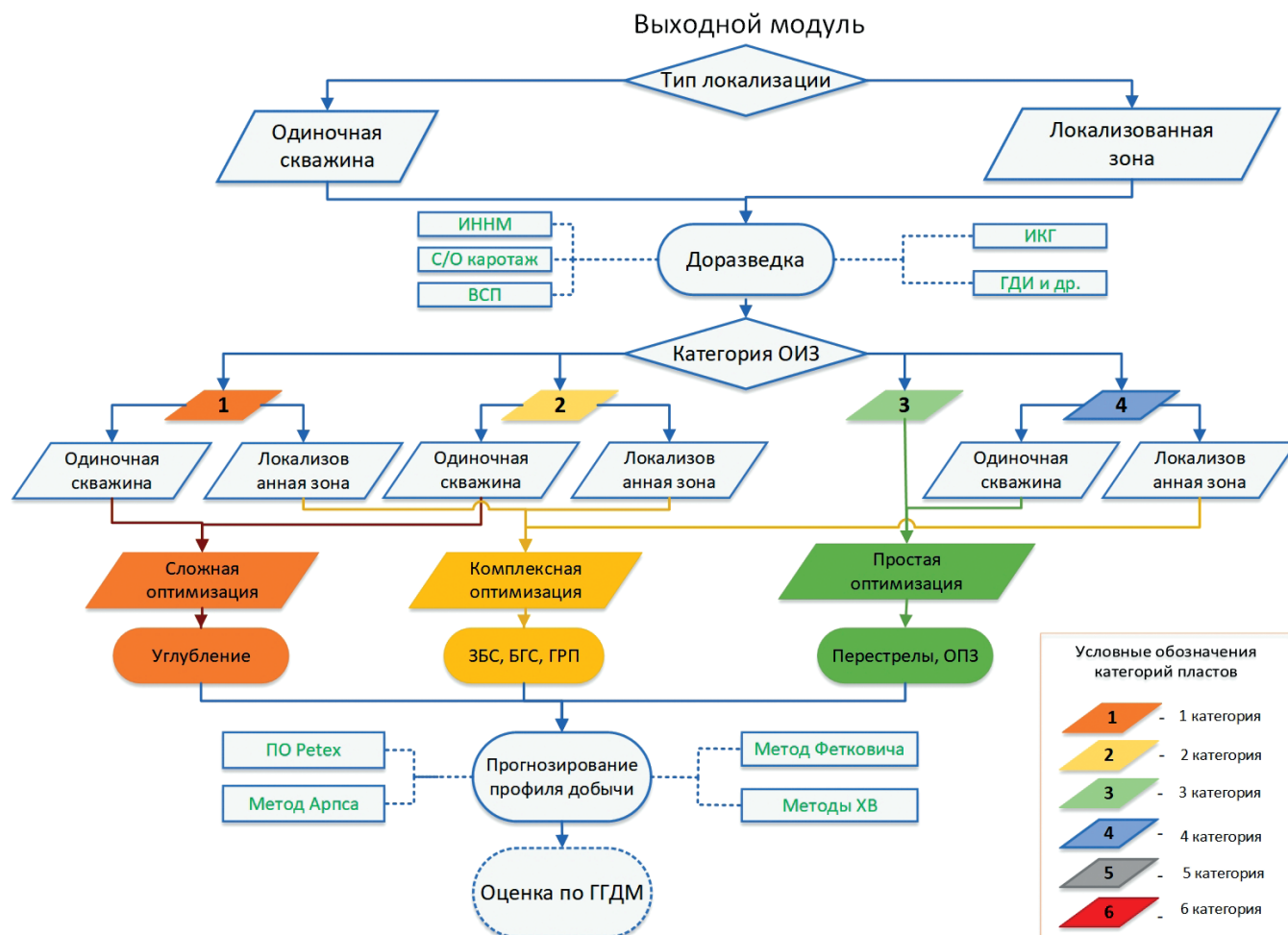


Рис. 6. Выходной модуль алгоритма ретроспективного анализа

Категория пласта	Скважины по назначению	Описание типовых рисков	Предлагаемые методы доизучения технического состояния скважин	Предлагаемые методы геологического доизучения ОИЗ
1	Добывающие	Попадание целевого пласта в промытую зону, малая толщина пласта менее 1,5 м, отсутствие предполагаемого пласта ниже забоя, невозможность организации ОРЭ	Электромагнитная дефектоскопия, профилометрия, скважинный акустический телевизор для оценки технического состояния колонны. Магнитный интроскоп для получения надежных сведений о перфорации, интервалах и качестве отверстий.	Электрокаротаж приборами ЭКОС, CHFR или TCRT
	Нагнетательные	Заколонная циркуляция в целевой пласт, невозможность перепрофилизации скважины	Акустическая цементометрия АКЦ, скважинная глубинная дебитометрия и термометрия СГДТ, другие методы для определения геометрии и профиля притока в около скважинном пространстве и оценки качества цементного камня	
	Ликвидированные	Техническая невозможность реанимации	Не требуются	Не требуются
2	Не имеет значения	Оценка параметров пласта для подсчета запасов и возможности вовлечения (не вовлечения) в разработку	Электромагнитная дефектоскопия, профилометрия и скважинный акустический телевизор для оценки технического состояния колонны	Технология измерения удельного электрического сопротивления пород через обсадную колонну, радиоактивный каротаж, импульсный нейтронный каротаж и СО каротаж
3	Добывающие	Опережающий рост обводненности продукции, невозможность возврата	Электромагнитная дефектоскопия, профилометрия и скважинный акустический телевизор для оценки технического состояния колонны	
	Нагнетательные	Не требуется	Не требуется	Не требуется

Табл. 2. Методы геологического доизучения остаточных запасов



Рис. 7. График разработки по скважине. 1 – добыча жидкости, м³/сут; 2 – добыча нефти, м³/сут; 3 – обводненность, %, вес

В целях технико-экономического обоснования предложенных ГТМ, а также определения наиболее приоритетных из них осуществляется прогнозирование профилей добычи экспресс-методами. В качестве основных инструментов для расчета используются методы Арпса (Arps, 1945), Фетковича (Fetkovich et al., 1996), характеристик вытеснения (Методические руководство, 1996), специализированные ПО (Arnondin, 1995).

Обсуждение и выводы

Разработанный алгоритм был апробирован на примере нефтеносных пластов пашийского Д1, муллинского Д2 ардаатовского Д3, воробьевского Д4 и бийского Д5 горизонтов Абдрахмановской площади. Рассмотрим пример добывающей скважины 23474 в которой в настоящее время разрабатываются пласты Д161 и Д163, залегающие выше по разрезу от исследуемых объектов. На графике разработки по скважине, представленном на рис. 7, можно проследить историю работы пластов в скважине. Так скважина вводилась в эксплуатацию в 1981 году по пласту Д3а, в 1986 отключена до достижения предельного обводнения по причине низкого дебита и переведена на пласты Д1г3+д (табл. 3, рис. 8). Пласт Д3а отнесен к категории 3, т.к. был остановлен до достижения предельных значений обводненности. В 1989 к пластам Д1г3+д приобщили пласт Д1г1, в 1990 году пласты были остановлены по причине достижения предельной обводненности (отнесены

Дата	Пласт	Вид работ	Вид перфорации, изоляции
30.04.1981	Д3а	Первичная перфорация	Кумулятивная
03.05.1986	Д3а	Отключение	Заливка цементом
04.05.1986	Д1г3+д	Дострел	Кумулятивная
04.04.1989	Д1г1	Дострел	Кумулятивная
15.04.1990	Д1г1	Отключение	Изоляция летучкой
15.04.1990	Д1г3	Отключение	Изоляция летучкой
15.04.1990	Д1г3	Отключение	Изоляция летучкой
16.04.1990	Д2	Дострел	Кумулятивная
02.01.2007	Д2	Отключение	Изоляция песком
03.01.2007	Д161	Дострел	Кумулятивная
03.01.2007	Д162	Дострел	Кумулятивная
08.07.2011	Д1а	Дострел с ОПЗ	Кумулятивная
08.07.2011	Д1а	Дострел с ОПЗ	Кумулятивная

Табл. 3. Перфорация по скважине

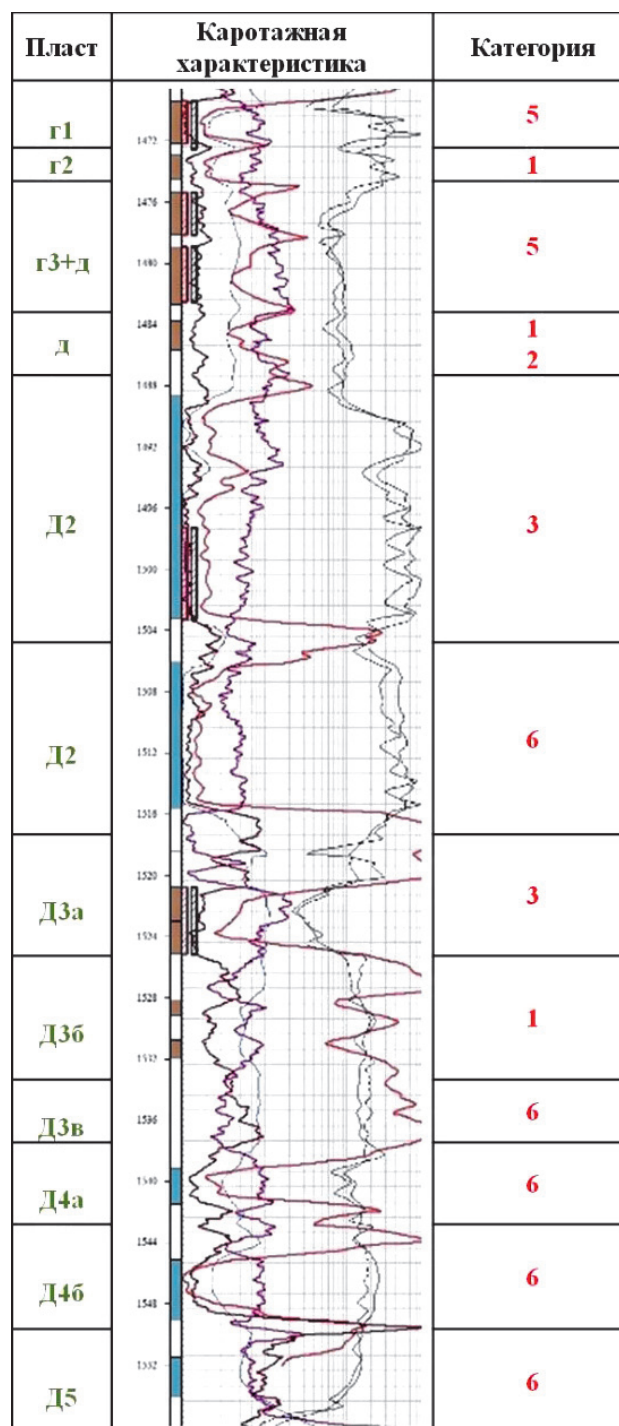
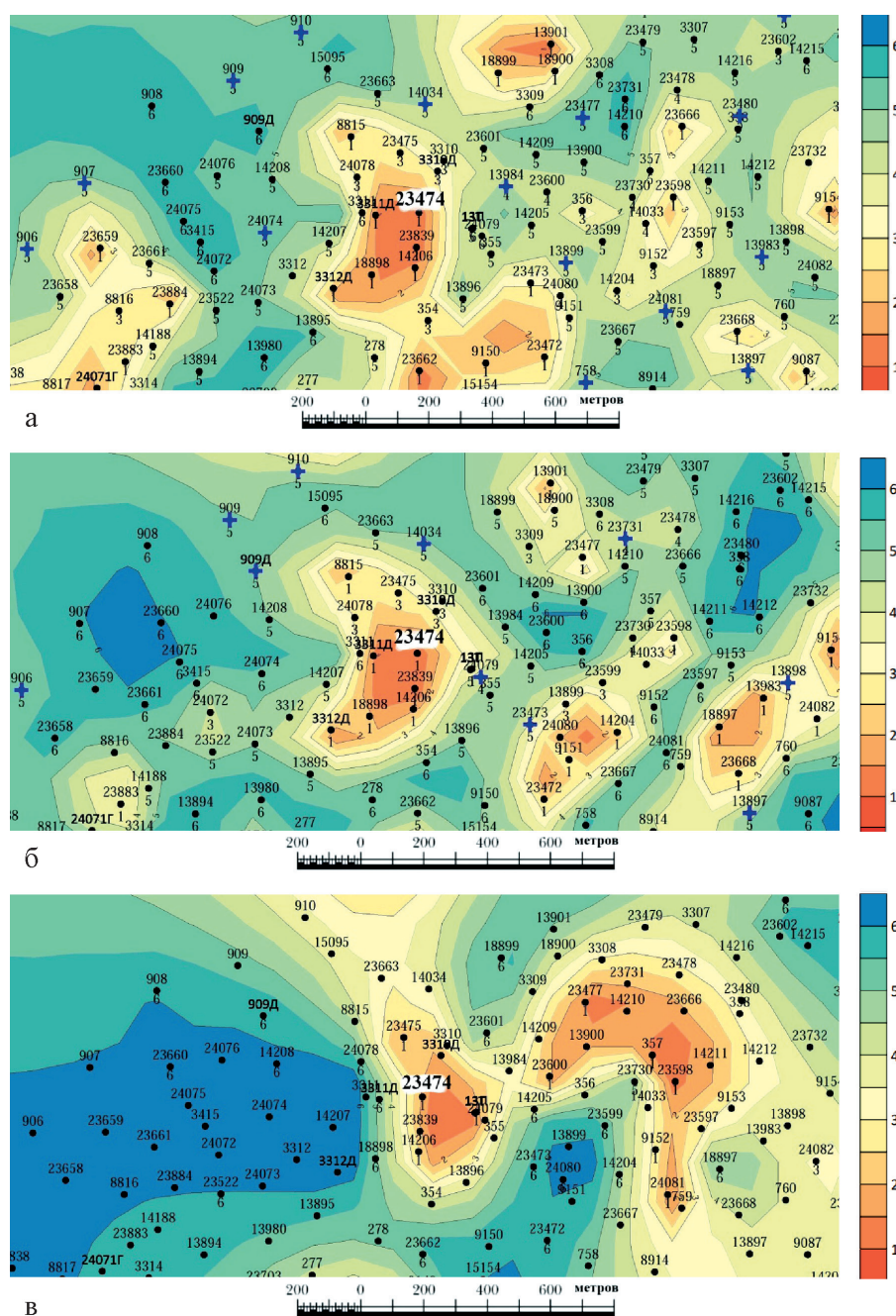


Рис. 8. Выделение категорий пластов в скважине

к категории 5). Затем скважина переведена под добычу воды с пласта Д2 (отнесен к категории 6) и длительное время с 1997 по 2007 годы проработала как водозаборная скважина. С января 2007 года недолгий период проработав как добывающая на пласты Д1г3+д с высокой обводненностью (в 2008 года эти пласты изолированы), переведена на пласты Д1б1 и Д1б3, по которым обводненность к 2017 году достигла близкой к предельному значению обводненности 97,6 %. С июня 2020 года практически находится в бездействии. К категории 1 отнесены пласты Д1г2 (толщина 1,6 м, пористость 0,2239), Д1д (толщина 2 м, пористость 0,2139) и Д3б, представленный 2 прослоями (с общей толщиной 2,2 м и пористостью 0,1589 и 0,17), так как они не перфорировались. К категории 2 относится нижняя часть пласта Д1д, как пласт с повышенной глинистостью. Пласт Д3в отнесен к категории 6, т.к. представлен не коллектором, а пласты Д4а и Д4б, Д5 к категории 6, как водонасыщенные. Данные по категориям

пластов по скважине нанесены на карты и анализируются совместно с данными по соседним скважинам (рис. 9). По пласту г2 скважина входит в значительную по площади локализованную зону ОИЗ, т.к. она оконтуривается изолинией «категория 1» и содержит значительные не вовлекавшиеся ранее в разработку запасы. Целик сформировался в центральной части стягивающего ряда добывающих, включающих 6 соседствующих, скважин, который оконтуривается изолинией по категории 1 и находится в окружении запасов категории 2 и 3. Близкая по величине зона локализуется по пласту Д1д, с востока граничащая с действующей нагнетательной скважиной. По пласту Д3б площадь целика уменьшается, он включает 4 скважины, смещается на восток и представляет собой отдельную залежь, ранее не вводившуюся в разработку. В целом по пласту Д1г2 выделяется большое количество целиков остаточных запасов, окруженных неперспективными или выработанными зонами категории 6. При визуальном



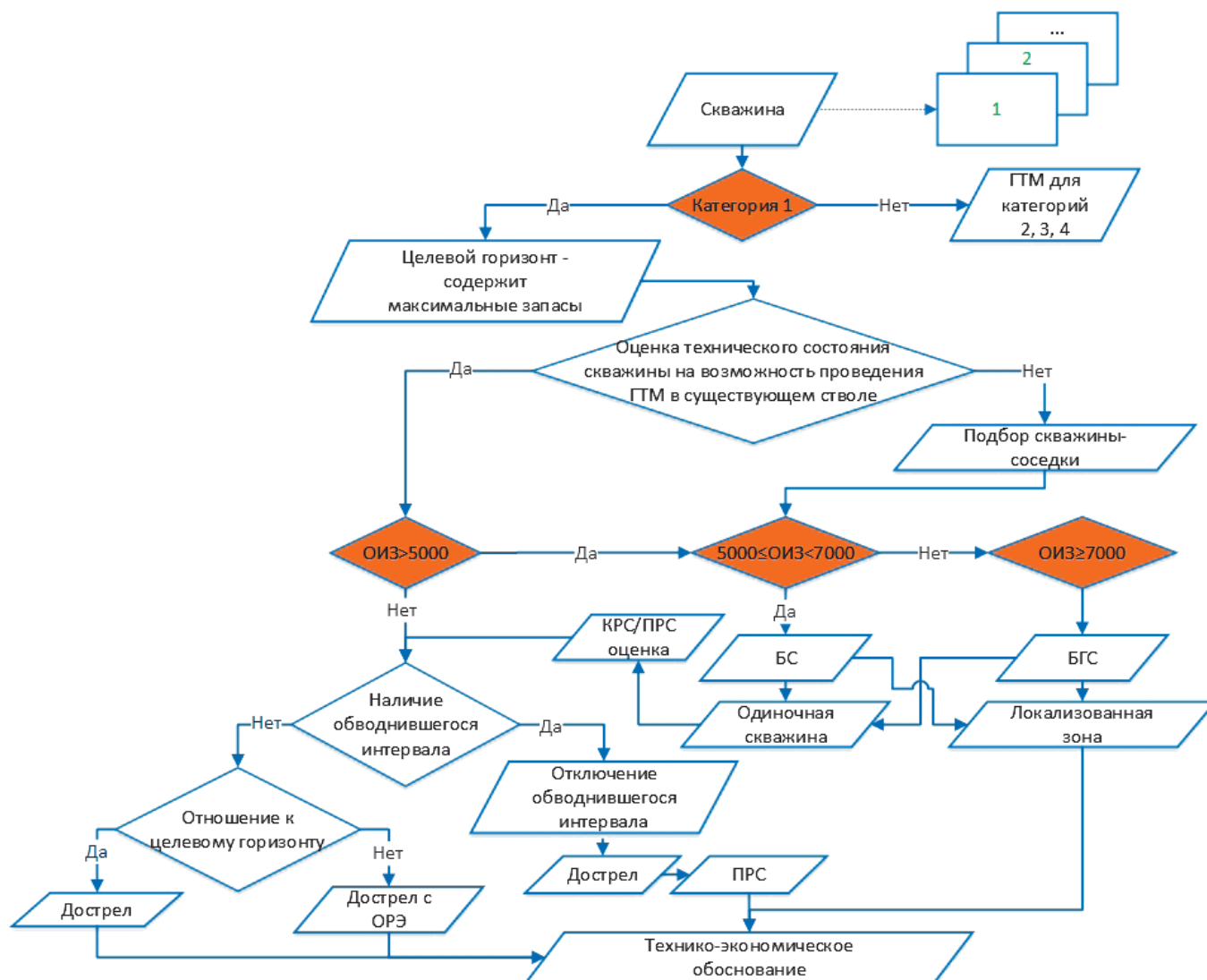


Рис. 10. Алгоритм подбора ГТМ для ОИЗ категории 1. КРС/ПРС – капитальный/подземный ремонт скважин, БС – боковой ствол, ЗБС – зарезка бокового ствола, ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

анализе карт установлено, что наибольшее их количество, включающих группы скважин, локализуется в восточной части площади, соответствующей блоку 4, меньшее количество в юго-восточной части, соответствующей блоку 3, что связано с его высокой выработанностью. Целики ОИЗ практически не выявлены в северо-западной и западной части площади, соответствующей блоку 8, что связано с региональным наклоном пластов в этом направлении и попаданием их в водоносную зону.

Пласты и запасы категории 1 выявлены как в добывающих, так и в нагнетательных, пьезометрических и других категориях скважин. Целики категории 1 выделяются в разрезающих рядах нагнетательных скважин, в центральных и стягивающих рядах добывающих скважин. Нередко локализуются между внешним разрезающим нагнетательным рядом и первым от него рядом добывающих скважин. Запасы категории 2 выделяются реже, обычно в виде узкой концентрической полосы вокруг зон категории 1; долгое время не привлекали внимания вследствие ухудшенных характеристик пластов, но в настоящее время рассматриваются как перспективные объекты для включения в разработку с применением современных ГТМ. Целики категории 3 сформировались в следствие того,

что на определенной стадии разработки месторождения для достижения более высоких технико-экономических показателей производился отказ от них и осуществлялся переход на более перспективные на тот момент вышезалегающие пласты Д1а, Д1б или Д1в. Пласты изолировались, хотя не были достигнуты предельные величины обводнения, в настоящее время еще могут аккумулировать значительные ОИЗ.

Предложен алгоритм подбора ГТМ для включения в разработку выявленных остаточных пластов категории 1 (рис. 10). В первую очередь рекомендуется оценить техническое состояние скважины, в которой выявлены ОИЗ. В случае удовлетворительного технического состояния скважины, выделения ОИЗ более 5000 т, в зависимости от принадлежности их к целевому горизонту и наличию в разрезе обводнившегося интервала могут быть рекомендованы дострел пласта, дострел пласта для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) или дострел с работами по подземному ремонту скважины (ПРС). Для ОИЗ 5000–7700 и более 7000 т в зависимости от характера локализации предлагаются зарезки БС или ЗБС. В любом случае рекомендуется детальное технико-экономическое обоснование предлагаемого ГТМ.

Для примера приводятся опытные работы в скважине 13810, в которой текущим эксплуатационным объектом является пласт б2. В скважине по предложенному алгоритму выявлены ОИЗ категории 1 в пласте г2. Толщина пласта г2 составляет 2,79 м, пористость – 0,2239, нефтенасыщенность – 0,88. Выявленные ОИЗ оцениваются в 6642 т. Проведена следующая последовательность ГТМ: пакером отсечены работающие с обводненностью 98,4 % пласты а и б2; произведен дострел залегающего ниже пласта г2, из которого был получен приток нефти в 0,4 т/сут. В простаивающей скважине 887В произведен дострел пласта Д3б+в толщиной 4,88 м, пористость которого изменяется в интервале 0,125–0,1679, нефтенасыщенность – 0,325–0,5309. Освоение пласта осуществлялось свабированием, была получена нефть. Опытные работы в скважинах продолжаются.

Необходимость геологического доизучения остаточных запасов особенно актуальна для обоснования вида ГТМ для их извлечения. Для геологического доизучения рекомендуется электрокаротаж. Для пластов категории 1, рисками не обнаружения или не перспективности являются попадание в промытую зону, малая толщина пласта, выклинивание, невозможность организации ОРЭ для включения в разработку. Для пластов категории 2 предлагаются технологии измерения удельного электрического сопротивления пород через обсадную колонну для обнаружения и оценки неизлеченных углеводородов, оценки перемещения ВНК, радиоактивный каротаж, импульсный нейтронный каротаж и СО (углерод-кислородный) каротаж при контроле за разработкой месторождений, исследования литологии около скважинного пространства и контактов, оценки пористости и нефтегазонасыщения. Для уточнения ОИЗ рекомендуются технологии импульсно-кодированного гидропрослушивания ИКГ и другие виды гидродинамических исследований ГДИ межскважинного пространства.

Заключение

Изучены технологические показатели разработки пашийского горизонта Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. На основе ретроспективного анализа многолетних данных по их разработке показано наличие остаточных запасов нефти, распределенных по разрезу и площади. При этом поиск и идентификация ОИЗ имеет важнейшее значение для повышения степени выработки месторождений в поздней стадии разработки.

На основе существующих информационных систем предложен и апробирован алгоритм ретроспективного анализа разработки пластов многопластового месторождения с целью выявления и локализации остаточных запасов, формирующихся по комплексу геологических и технологических причин. Алгоритм включает детальный поскважинный анализ истории геологического изучения и разработки, представленных в информационных базах и заключается в назначении пластам и содержащимся в них запасам категорий от 1 до 6, в зависимости от включенности их в разработку, которые затем наносятся на карты. На картах целики остаточной нефти локализуются по изолиниям вокруг одиночных скважин или группы скважин.

Достоверность выводов и результатов исследования подтверждается разработкой и внедрением алгоритма подбора и проведения ГТМ для вовлечения выявленных остаточных ОИЗ категории 1 в разработку. Проведенные в двух скважинах опытные ГТМ подтвердили наличие в них остаточных запасов, что позволяет обеспечивать планирование ГТМ по дальнейшему их доизвлечению с целью поддержания добычи нефти и повышения коэффициента нефтеизвлечения на месторождении в целом.

Алгоритм ретроспективного анализа разработки пластов имеет перспективу тиражирования с целью изучения остаточных запасов на других площадях Ромашкинского месторождения с учетом особенностей их геологического строения и истории, а также на любых других зрелых многопластовых нефтяных месторождениях, имеющих длительную историю разработки, отраженную в проверенных информационных базах.

Благодарности

Авторы выражают благодарность Альметьевскому государственному нефтяному институту и ПАО «Татнефть» за предоставленные возможности по проведению исследований и публикации их результатов в открытой печати.

Авторы выражают благодарность рецензенту за предоставленную рецензию на статью. Ценные замечания и комментарии в значительной мере способствовали улучшению работы.

Литература

- Агишев Э.Р., Гимранова А.Г., Сляднева Д.А., Рамаданов А.В. (2020). Локализация зон остаточных запасов нефти правобережной группы месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». *Нефтяная провинция*, 2(22), с. 36-48. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.36-48>
- Антонов О.Г., Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В. (2016). Совершенствование методов регулирования разработки нефтяных залежей. *Нефтяная провинция*, 3, с. 87-100. <https://doi.org/10.25689/NP.2016.3.87-100>
- Баталов Д.А. (2015). Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки. *Дис. канд. техн. наук*. Тюмень, 165 с.
- Воронова Е.В. (2006). Создание методики оценки остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. Актуальные проблемы нефтегазового дела. *Сборник научных трудов*, Т. 1, с. 26-30.
- Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Мухамадиев Б.М., Позднякова Т.В., Трофимов Вяч.Е. (2021). Локализация и стратегия выработки остаточных запасов нефти пашийского горизонта Туймазинского месторождения на заключительной стадии разработки. *Нефтяное хозяйство*, 5, 103-107 с. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-103-107>
- Гусева Д.Н., Зимин П.В., Аржиловский А.В. (2016). Способ оценки выработки запасов зрелых нефтяных месторождений. *Нефтепромысловое дело*, 12, с. 5-9.
- Гутман И.С. (1985). Методы подсчета запасов нефти и газа. М.: Недра, 223 с.
- Закиров С.Н., И.М. Индубский И.М., Закиров Э.С., Николаев В.А., Закиров И.С., Аникеев Д.П. (2010). Современные основы теории и практики разработки месторождений нефти и газа, ч. 1, *Актуальные проблемы нефти и газа*, 2(2), с. 24.
- Методическое руководство по оценке технологической эффективности и применения методов увеличения нефтеотдачи (1996). РД 153-39.1-004-96, 88 с.
- Музалевская Н.В. и др. (2016). Способ разработки нефтяной залежи на поздней стадии разработки. Роспатент, № 2595112 от 20.08.2016 г.
- Муслимов Р.Х. (2007). Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения. *Геология нефти и газа*, 1, с. 3-12.
- Муслимов Р.Х. (2008). Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 30-34.

- Уваров Ф.В. (2018). Метод выявления зон с остаточными запасами нефти. *Успехи современного естествознания*, 3, с. 123-127.
- Хисамов Р.С. (1996). Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений. Казань: Моноиторинг, 289 с.
- Хисамов Р.С. (1997). Геология, разработка и эксплуатация Абдрахмановской площади. *Сборник научных трудов*, Вып.1. Уфа: УГНТУ, 158 с.
- Хусаинов В.М. (2011). Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика). *Автореф. дис. докт. техн. наук*. Москва, 50 с.
- Alekseev A.D., Zhukov V.V., Strizhnev K.V., Cherevko S.A. (2017). Research of hard-to-recovery and unconventional oil-bearing formations according to the principle «in-situ reservoir fabric». *Journal of Mining Institute*, 228, pp. 695-704. <https://doi.org/10.25515/pmi.2017.6.695>
- Archie G.E. (1950). Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. *AAPG Bulletin*, 34(5), pp. 943-961. <https://doi.org/10.1306/3D933F62-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- Arnondin, M.C. (1995). Integration of Production Analyst and Microsoft Excel's Solver for Production Forecasts and Optimization. *SPE Comp App*, 7(05), pp. 118-121. <https://doi.org/10.2118/27566-PA>
- Arps J.J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Trans*, 160, pp. 228-247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
- Burkhanov R.N., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Maksyutin A.B. (2020). Estimation and localization of residual recoverable oil reserves by the complex filtration, optical and field research. *SPE Russian Petroleum Technology Conference RPTS*. <https://doi.org/10.2118/201914-MS>
- Dmitrieva D., Romasheva N. (2020). Sustainable development of oil and gas potential of the arctic and its shelf zone. The role of innovations. *J. Mar. Sci. Eng.*, 8(12), p. 1003. <https://doi.org/10.3390/jmse8121003>
- Egorov A.S., Prischepa O.M., Nefedov Y.V. (2021). Deep structure, tectonics and petroleum potential of the western sector of the Russian arctic. *J. Mar. Sci. Eng.*, 9(3), p. 258. <https://doi.org/10.3390/jmse9030258>
- Fetkovich M.J., Fetkovich E.J., Fetkovich M.D. (1996). Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. *SPE Res Eng* 11(01), pp. 13-22, SPE-28628-PA. <https://doi.org/10.2118/28628-PA>
- Galimzyanov Artem, Naydensky Konstantin, Olaf Kristoffer Huseby (2021). Selection and Justification of Technologies for Enhanced Oil Recovery Methods Using Inter-Well Tracer Survey. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, PSPE-206489-MS. <https://doi.org/10.2118/206489-MS>
- Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. (2020). Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves. *Journal of Mining Institute*, 241, pp. 68-82. <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.1.68>
- Joseph A., Ajienka J.A. (2010). A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. *Nigeria Annual Int. Conf. and Exhib.*, Tinapa-Calabar, Nigeria, SPE-136969-MS. <https://doi.org/10.2118/136969-MS>
- Kondratiev M., Azarov E. (2017). Probabilistic Approach as a Tool for Identifying Areas of Residual Oil Reserves. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/187925-MS>
- Mardashov D., Duryagin V., Islamov S. (2021). Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions. *Energies*, 14(24), 8254. <https://doi.org/10.3390/en14248254>
- Prischepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.E. (2020). Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia. [Matéria-prima base de reservas de óleo de difícil extração da Rússia]. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), pp. 915-924. https://doi.org/10.52571/PTQ.v17.n34.2020.939_P34_pgs_915_924.pdf
- Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. (2018). Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field). *Journal of Mining Institute*, 231, pp. 268-274. <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.3.268>
- Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, pp. 711-715. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.6.711>
- Sabukevich, V.S., Podoprigora, D.G., Shagiakhmetov, A.M. (2020). Rationale for selection of an oil field optimal development system in the eastern part of the pechora sea and its calculation. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), pp. 634-655. https://doi.org/10.52571/PTQ.v17.n34.2020.658_P34_pgs_634_655.pdf
- Shuhong JI, Changbing Tian, Chengfang SHI, Jigen YE, Zubo Zhang, Xiujuan FU (2012). New understanding on water-oil displacement efficiency in a high water-cut stage, *Petroleum Exploration and Development*, 39(3), pp. 362-370. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60052-4
- Taipova V., Rafikov R., Aslanyan A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Trusov A., Krichevsky V., Farakhova R. (2017). Verifying Reserves Opportunities with Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-187927-MS. <https://doi.org/10.2118/187927-MS>
- Yermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. (2020). Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 299-304. <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.0.299>
- Zhdanov Ivan, Kotezhkov Victor, Andrei Margarit. (2018). The Method of Localization of Residual Oil on the Basis of Complex Multi-Well Diagnostics and Calibration of the Hydrodynamic Model. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-191590-18RPTC-MS. <https://doi.org/10.2118/191590-18RPTC-MS>

Сведения об авторах

Рамис Нурутдинович Бурханов – кандидат геол.-мин. наук, доцент, заведующий кафедрой геологии
Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д.2

Азам Абузарович Лутфуллин – заместитель начальника
Департамента управления разработкой месторождений
«Татнефть-Добыча»

ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Александр Валерьевич Максютин – кандидат техн. наук, доцент, главный инженер
ООО «ТетраСофтСервис»
Россия, 197022, Санкт-Петербург, ул. Инструментальная, д. 3 литер А, пом. 04н, оф.10

Инзир Рамилевич Раупов – кандидат техн. наук, доцент
Санкт-Петербургский горный университет
Россия, 199226, Санкт-Петербург, бул. Головинина, д. 12, к. 1, стр. 1., кв.189

Ильсур Вазихович Валиуллин – кандидат техн. наук, ведущий специалист
Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д.2

Ильнур Мударисович Фаррахов – заместитель начальника отдела экспертизы ГТМ
АО «Консалтинговый центр»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Гагарина, д. 10

Максим Викторович Швыденко – начальник отдела разработки Ромашкинского месторождения – Юг
ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Статья поступила в редакцию 15.02.2022;
Принята к публикации 06.07.2022;
Опубликована 30.09.2022

Retrospective analysis algorithm for identifying and localizing residual reserves of the developed multilayer oil field

R.N. Burkhanov^{1*}, A.A. Lutfullin², A.V. Maksyutin³, I.R. Raupov⁴, I.V. Valiullin¹,
I.M. Farrakhov⁵, M.V. Shvydenko⁵

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation

²Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

³TetraSoft-Servis LLC, St.Petersburg, Russian Federation

⁴Saint Petersburg Mining University, St.Petersburg, Russian Federation

⁵Konsaltingovyy tsentr LC, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Ramis N. Burkhanov, e-mail: burkhanov_rn@mail.ru

Abstract. Long-term phased development of a multi-layer field, including tens and hundreds of oil-bearing horizons and local deposits, combined with their vertical and horizontal separation, creates conditions for the formation of residual oil reserves. For the purpose of identifying and spatial localization of residual reserves, an algorithm for retrospective analysis was developed and applied on the example of the Upper and Lower Devonian terrigenous deposits of the Romashkinskoe oil field, which have been developed since 1952. The long history of geological study and development of oil-bearing formations of the Pashiysky D1 (layers g and e), Mullinsky D2, Ardatovsky D3, Vorobyevsky D4 and Biysky D5 horizons is analyzed according to the data of 2605 wells. It is proposed to single out 6 categories of formations and the reserves contained in them. Previously undeveloped formations composed of conditioned reservoirs are classified as category 1. Formations composed of more clayey and less permeable reservoirs are awarded with category 2. Category 3 includes previously developed formations, but left before reaching the limit of water cut, and category 4 – currently being developed intervals. The least promising are those that are stopped after reaching the maximum water cut (category 5), as well as wedged out, replaced by non-reservoirs or considered water-bearing (category 6) formations. Categories were mapped to identify, visualize and describe the main patterns in the distribution of residual reserves, which are established both in single wells and in bypassed oil that include a group of wells. The algorithm was tested on the corporate information base of historical data on geological exploration, research and development of the Abdrakhmanovskaya area of the Romashkinskoe oil field. Examples of experimental workover operations to include the identified residual reserves in the development are given.

Keywords: bypassed oil, oil reservoir, localization of residual reserves, multilayer oil field, production and injection well, oil field development, Retrospective analysis algorithm

Acknowledgements

The authors thank Almetyevsk State Oil Institute and Tatneft PJSC for the opportunity to conduct research and publish their results.

The authors are grateful to the reviewers whose valuable remarks and comments greatly contributed to the improvement of the work.

Recommended citation: Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Maksyutin A.V., Raupov I.R., Valiullin I.V., Farrakhov I.M., Shvydenko M.V. (2022). Retrospective analysis algorithm for identifying and localizing residual reserves of the developed multilayer oil field. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 125–138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.11>

References

- Agishev E.R., Gimranova A.G., Slyadneva D.A., Ramadanov A.V. (2020). Localization of zones of residual oil reserves of the right-bank group of fields of PJSC Slavneft-Megionneftegaz. *Neftyanaya provintsia*, 2(22), pp. 36–48. (In Russ.) <https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.36-48>.
- Alekseev A.D., Zhukov V.V., Strizhnev K.V., Cherevko S.A. (2017). Research of hard-to-recovery and unconventional oil-bearing formations according to the principle «in-situ reservoir fabric». *Journal of Mining Institute*, 228, pp. 695–704. <https://doi.org/10.25515/pmi.2017.6.695>
- Antonov O.G., Nasybullin A.V., Lifant'ev A.V. (2016). Improvement of methods for regulating the development of oil deposits. *Neftyanaya provintsia*, 3, pp. 87–100. (In Russ.) <https://doi.org/10.25689/NP.2016.3.87-100>
- Archie G.E. (1950). Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks. *AAPG Bulletin*, 34(5), pp. 943–961. <https://doi.org/10.1306/3D933F62-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- Arnoldin, M.C. (1995). Integration of Production Analyst and Microsoft Excel's Solver for Production Forecasts and Optimization. *SPE Comp App*, 7(05), pp. 118–121. <https://doi.org/10.2118/27566-PA>
- Arps J.J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Trans*, 160, pp. 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>.
- Batalov D.A. (2015). Development of a method for localization of residual oil reserves at the later stages of development. Cand. engin. sci. diss. Tyumen, 165 p. (In Russ.)
- Dmitrieva D., Romasheva N. (2020). Sustainable development of oil and gas potential of the arctic and its shelf zone. The role of innovations. *J. Mar. Sci. Eng.*, 8(12), p. 1003. <https://doi.org/10.3390/jmse8121003>
- Egorov A.S., Prischepa O.M., Nefedov Y.V. (2021). Deep structure, tectonics and petroleum potential of the western sector of the Russian arctic. *J. Mar. Sci. Eng.*, 9(3), p. 258. <https://doi.org/10.3390/jmse9030258>
- Fetkovich M.J., Fetkovich E.J., Fetkovich M.D. (1996). Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. *SPE Res Eng* 11(01), pp. 13–22, SPE-28628-PA. <https://doi.org/10.2118/28628-PA>
- Galimzyanov Artem, Naydensky Konstantin, Olaf Kristoffer Huseby (2021). Selection and Justification of Technologies for Enhanced Oil Recovery Methods Using Inter-Well Tracer Survey. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, PSPE-206489-MS. <https://doi.org/10.2118/206489-MS>
- Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. (2020). Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves. *Journal of Mining Institute*, 241, pp. 68–82. <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.1.68>
- Grishchenko V.A., Yakupov R.F., Mukhametshin V. Sh., Mukhamadiev B.M., Pozdnyakova T.V., Trofimov V.E. (2021). Localization and recovery strategy of residual reserves the Pashian horizon of the Tuymazinskoye oil field at the final stage of development (Russian). *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 5, pp. 103–107. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-5-103-107>

- Guseva D.N., Zimin P.V., Arzhilovskii A.V. (2016). A method for assessing the development of reserves of mature oil fields. *Neftepromyslovoe delo*, 12, pp. 5-9. (In Russ.)
- Gutman I.S. (1985). Methods for calculating oil and gas reserves. Moscow: Nedra, 223 p. (In Russ.)
- Joseph A., Ajienka J.A. (2010). A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. *Nigeria Annual Int. Conf. and Exhib.*, Tinapa-Calabar, Nigeria, SPE-136969-MS. <https://doi.org/10.2118/136969-MS>
- Khisamov R.S. (1996). Features of the geological structure and development of multilayer oil fields. Kazan: Monitoring, 289 p. (In Russ.)
- Khisamov R.S. (1997). Geology, development and exploitation of the Abdrakhmanovskaya area. *Coll. papers*, Is. 1. Ufa: UGNTU, 158 p. (In Russ.)
- Khusainov V.M. (2011). Increase in recoverable oil reserves at a late stage of development of a large oil field (theory, geological foundations, practice). Abstract Dr. engin. sci. diss. Moscow, 50 p. (In Russ.)
- Kondratiev M., Azarov E. (2017). Probabilistic Approach as a Tool for Identifying Areas of Residual Oil Reserves. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/187925-MS>
- Mardashov D., Duryagin V., Islamov S. (2021). Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions. *Energies*, 14(24), 8254. <https://doi.org/10.3390/en14248254>
- Methodological Guidelines for Evaluation of Technological Efficiency and Application of Enhanced Oil Recovery Methods (1996). RD 153-39.1-004-96, 88 p. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh. (2007). A new look at the prospects for the development of the supergiant Romashkinskoye oil field. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 1, pp. 3-12. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh. (2008). Methods for improving the efficiency of oil field development at a late stage. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 3, pp. 30-34. (In Russ.)
- Muzalevskaya N.V. et al. (2016). A method for developing an oil deposit at a late stage of development. Patent RF. No. 2595112. (In Russ.)
- Prishchepa O.M., Nefedov Y.V., Kochneva O.E. (2020). Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia. [Matéria-prima base de reservas de óleo de difícil extração da Rússia]. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), pp. 915-924. https://doi.org/10.52571/PTQ.v17.n34.2020.939_P34_pgs_915_924.pdf
- Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. (2018). Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field). *Journal of Mining Institute*, 231, pp. 268-274. <https://doi.org/10.25515/pmi.2018.3.268>
- Rogachev M.K., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, pp. 711-715. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.6.711>
- Sabukevich, V.S., Podoprighora, D.G., Shagiakhmetov, A.M. (2020). Rationale for selection of an oil field optimal development system in the eastern part of the pechora sea and its calculation. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), pp. 634-655. https://doi.org/10.52571/PTQ.v17.n34.2020.658_P34_pgs_634_655.pdf
- Shuhong JI, Changbing Tian, Chengfang SHI, Jigen YE, Zubo Zhang, Xiujuan FU (2012). New understanding on water-oil displacement efficiency in a high water-cut stage, *Petroleum Exploration and Development*, 39(3), pp. 362-370. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60052-4
- Taipova V., Rafikov R., Aslanyan A., Aslanyan I., Minakhmetova R., Trusov A., Krichevsky V., Farakhova R. (2017). Verifying Reserves Opportunities with Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-187927-MS. <https://doi.org/10.2118/187927-MS>
- Uvarov F.V. (2018). Method for identifying areas with residual oil reserves. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, 3, pp. 123-127. (In Russ.)
- Voronova E.V. (2006). Creation of a methodology for estimating residual oil reserves in fields that are at the final stage of development. *Coll. papers: Actual problems of oil and gas business*, vol. 1, pp. 26-30. (In Russ.)
- Vurkhanov R.N., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Maksyutin A.B. (2020). Estimation and localization of residual recoverable oil reserves by the complex filtration, optical and field research. *SPE Russian Petroleum Technology Conference RPTS*, Paper Number: SPE-201914-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/201914-MS>
- Yermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. (2020). Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model. *Journal of Mining Institute*, 243, pp. 299-304. <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.0.299>
- Zakirov C.N., I.M. Indrubsii I.M., Zakirov E.S., Nikolaev V.A., Zakirov I.S., Anikeev D.P. (2010). Modern foundations of the theory and practice of oil and gas field development, part 1. *Aktual'nye problemy nefi i gaza*, 2(2), p. 24. (In Russ.)
- Zhdanov Ivan, Kotezhkov Victor, Andrei Margarit. (2018). The Method of Localization of Residual Oil on the Basis of Complex Multi-Well Diagnostics and Calibration of the Hydrodynamic Model. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE-191590-18RPTC-MS. <https://doi.org/10.2118/191590-18RPTC-MS>

About the Authors

Ramis N. Burkhanov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of the Department of Geology

Almetyevsk State Oil Institute
2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Azat A. Lutfullin – Deputy Head of the Department for Management of Field Development, Tatneft-Dobycha
Tatneft PJSC

75, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Alexander V. Maksyutin – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Chief Engineer

TetraSoftServis LLC
Of. 10, room 04n, lit. A, 3, Instrumentalnaya st., St. Petersburg, 197022, Russian Federation

Inzir R. Raupov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor

Saint Petersburg Mining University
Build. 1, 12, Golovin st., St. Petersburg, 199226, Russian Federation

Ilsur V. Valiullin – Cand. Sci. (Engineering), Leading Researcher

Almetyevsk State Oil Institute
2, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Ilnur M. Farrakhov – Deputy Head of the GTM Expertise Department

Konsaltingovyy tsentr LC
10, Gagarin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Maksim V. Shvydenko – Head of the Department of the Development of the Romashkinskoe field–South

Tatneft PJSC
75, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

Manuscript received 15 February 2022;

Accepted 6 June 2022; Published 30 September 2022