ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья

Локализация и вовлечение в разработку остаточных извлекаемых запасов многопластового нефтяного месторождения

Р.Н.Бурханов[1], **А.А.Лутфуллин**[2], **И.Р.Раупов**[3]✉, **А.В.Максютин**[4], **И.В.Валиуллин**[1], **И.М.Фаррахов**[5], **М.В.Швыденко**[2]

[1] *Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*
[2] *ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*
[3] *Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия*
[4] *ООО «НТЦ НЕФТЕГАЗДИНАМИКА», Санкт-Петербург, Россия*
[5] *АО «Консалтинговый центр», Альметьевск, Россия*

***Как цитировать эту статью*:** Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Раупов И.Р., Максютин А.В., Валиуллин И.В., Фаррахов И.М., Швыденко М.В. Локализация и вовлечение в разработку остаточных извлекаемых запасов многопластового нефтяного месторождения // Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 599-612. EDN DKXZSP

Аннотация. При заводнении многопластового нефтяного месторождения происходит постоянное ухудшение структуры и состава остаточных запасов по геологическим и технологическим причинам. Наибольшая доля остаточных запасов локализуется в целиках, возникающих при неравномерной выработке эксплуатационного объекта и представляющих собой недренируемые или слабодренируемые зоны. Приводятся результаты количественной оценки распределения по пластам и площади остаточных запасов нефти в средне- и верхнедевонских отложениях Ромашкинского месторождения Республики Татарстан. Для выявления запасов предложен ретроспективный метод, заключающийся в анализе и обобщении исторических данных по разведке и длительной истории разработки пластов, а для их количественной оценки – алгоритм подсчета. Установлено, что остаточные запасы нефти локализуются в разрезающих и нагнетательных, а также центральных и стягивающих добывающих рядах, в ликвидированных и пьезометрических скважинах, на участках, примыкающих к зонам слияния коллекторов, выклинивания, контурам нефтеносности, распространения коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В зависимости от геологических условий предложены алгоритмы подбора геолого-технических мероприятий для включения локализованных запасов в разработку и прогнозирования профилей добычи. Согласно предложенному методу выявлены остаточные извлекаемые запасы и рекомендован ряд скважин к проведению опытных работ по их доизвлечению: в скважине 16 (здесь и далее по тексту приняты условные номера скважин) после изоляции вышезалегающих высокообводненных пластов проведен дострел и получен приток нефти, в скважине 6 – дострел и при освоении получена нефть. Таким образом, разработанные подходы к выявлению остаточных извлекаемых запасов и закономерности их пространственного размещения могут быть рекомендованы на других многопластовых нефтяных месторождениях с длительной историей разработки.

***Ключевые слова*:** целик нефти; нефтеносный пласт; остаточные запасы; месторождение нефти; добывающая и нагнетательная скважина; заводнение; локализация запасов; геолого-техническое мероприятие

Поступила: 04.10.2022 ***Принята: 05.03.2024*** ***Онлайн: 21.05.2024*** ***Опубликована: 26.08.2024***

Введение. Многопластовое месторождение включает десятки залежей нефти в различных по возрасту, составу, свойствам, гидродинамической связанности и глубине залегания коллекторах. Наиболее крупные залежи представляют самостоятельные однопластовые или многопластовые природные резервуары с собственными системами разведки и разработки, но даже с их помощью не удается полностью изучить и учесть все виды геологической неоднородности. По этой причине при длительном заводнении месторождений неизбежно формируются остаточные запасы нефти в застойных, не охваченных процессом вытеснения участках, остающихся позади фронта вытеснения нефти водой, нередко именуемые целиками [1, 2]. Недренируемые или слабодренируемые запасы могут сформироваться также в низкопроницаемых прослоях [3]. С целью определения остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) используют различные методы. Их условно можно разделить на

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

прямые и косвенные. К прямым методам можно отнести технологии сейсмических, геофизических, гидродинамических и геохимических исследований скважин. Вертикальное сейсмическое профилирование проводится с целью прогнозирования нефтегазоперспективности локальных зон, доизучения и выявления новых залежей углеводородов [4] и т.д. По импульсным нейтрон-нейтронным и углеродно-кислородным каротажам (С/О каротаж) [5] определяется текущее значение нефтенасыщенности в эксплуатационных скважинах. Методы импульсно-кодового гидропрослушивания позволяют оценить ОИЗ в окружении исследуемых скважин [6, 7]. К геохимическим методам можно отнести способ определения оптических свойств нефти в области ультрафиолетового, видимого и ближнего инфракрасного излучения для оценки количества остаточных запасов нефти и их пространственного расположения [8]. Похожая задача по локализации и количественной оценке ОИЗ нефти решается путем контроля за изменением компонентного состава попутного нефтяного газа в совокупности нейросетевого прогноза запасов в межскважинном пространстве [9]. К косвенным методам определения ОИЗ можно отнести описанный выше нейросетевой подход и ретроспективный анализ исторических данных геологического изучения и разработки месторождения [9, 10].

Возникающая при этом послойная и площадная неопределенность в распределении ОИЗ затрудняет планирование геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по их включению в разработку. Комплекс таких ГТМ может заключаться в простом перестреле или достреле пропущенных интервалов в отдельных скважинах (простая оптимизация). Для вовлечения в разработку крупных целиков может применяться новое бурение, бурение боковых стволов в сочетании с обработкой призабойных зон (ОПЗ) или гидроразрывом пласта (ГРП) (комплексная оптимизация).

Объект исследования – девонский терригенный по составу природный резервуар одной из площадей Ромашкинского месторождения нефти, включающий системы коллекторов эйфельского, живетского и франского ярусов. Разработка площади ведется более 70 лет с применением различных видов заводнения. Сильная неоднородность и невыдержанность коллекторов способствовали образованию остаточных запасов. Цель работы – освоение и апробация метода выявления и локализации ОИЗ, изучение закономерностей их в пространственном размещении относительно применяемой на месторождении системы заводнения, разработка алгоритмов подбора и оценки эффективности ГТМ.

Закономерности формирования и методы изучения остаточных запасов. Формированию ОИЗ на многопластовом месторождении способствует множество технологических и геологических факторов. В скважинах, вскрывающих единым фильтром высоко- и низкопроницаемые пласты, дренируются обычно продуктивные интервалы с высокими фильтрационными свойствами [11, 12]. Осложняющим фактором процесса выработки запасов нефти также является наличие различных видов пустотности в пределах залежи [13]. Профиль приемистости оказывается крайне неравномерным, приемистость низкопроницаемых прослоев часто нулевая. Образованию целиков нефти способствует применение заводнения в низкопроницаемых коллекторах, что приводит к снижению конечного коэффициента нефтеизвлечения [14]. Неравномерность пластового давления в пределах месторождения нефти со сложными горно-геологическими условиями может быть связана с изменчивостью пьезопроводности пласта, что приводит также к разноскоростной выработке запасов [15]. Зоны невыработанных запасов возникают вследствие формирования линейных каналов фильтрации между эксплуатационными скважинами при изменении направления фильтрационных потоков [16]. Во всех этих случаях низкопроницаемые пласты остаются не охваченными воздействием и в них формируются значительные ОИЗ. Из процесса дренирования нередко исключаются участки резкого уменьшения или увеличения толщины, неравномерного подъема водонефтяного контакта (ВНК) вследствие опережающего стягивания внутреннего контура нефтеносности в сочетании с высокой относительной вязкостью нефти. ОИЗ могут сформироваться в краевых участках водонефтяных зон (ВНЗ), контуров нефтеносности и конусов обводнения [17]. Формированию целиков способствуют ухудшение свойств как нефти, так и пород в призабойной зоне добывающих скважин, высокая обводненность добываемой продукции, старение фонда скважин, низкие темпы отбора трудноизвлекаемых запасов на начальных этапах разработки [18]. Формирование ОИЗ происходит по причинам техногенного нарушения пласта, например ухудшения

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 599-612
© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород при закачке в пласт воды с температурой ниже пластовой. Может увеличиваться вязкость пластовой нефти [19, 20], происходить кристаллизация парафинов, отложение смол и асфальтенов в пористой среде [21, 22], что приводит к изменению состава нефти, регистрируемому, например, с применением рентгеновской трубы и трехслойного персептрона [23]. При смешении закачиваемой и пластовой воды нередко наблюдаются отложения солей, также ухудшающие ФЕС коллекторов [24]. Формированию ОИЗ способствуют заколонные и межпластовые перетоки, прорывы воды через тонкие глинистые экраны, зоны ухудшенных ФЕС или слияния пластов. Условием поддержания текущих уровней добычи и избирательной выработки остаточных запасов из целиков кондиционных коллекторов, коллекторов с пониженными значениями проницаемости и ранее не учтенных нефтенасыщенных интервалов является их локализация, заключающаяся в геометризации пространственного положения в структуре разрабатываемого природного резервуара [25, 26].

Постоянно совершенствуются методы разведки ОИЗ – промыслово-геофизические (ПГИ), гидродинамические (ГДИ) и интерпретационные, сейсмические, литолого-фациальные, моделирования и комплексные [8]. Историческому изучению перетоков, способствующих образованию целиков, посвящаются ПГИ и ГДИ скважин [27]. В площадных системах заводнения применяются различные подходы к оценке форм и размеров целиков остаточной нефти и виды гидропрослушивания. ГДИ позволяют выявить степень гидродинамической связанности скважин по пласту, различные виды геологических барьеров в межскважинном пространстве, оценить коэффициент охвата пласта вытеснением нефтеносных коллекторов, дренируемых регулярной сеткой скважин. Разрабатываются численные методы, алгоритмы и программы обработки гидродинамических скважинных измерений для устойчивого оценивания ФЕС локальных участков нефтеносных коллекторов [28]. Установить текущее расположение ВНК, внешнего и внутреннего контуров и промытую область пласта позволяет обработка данных, полученных при исследовании процесса выработки запасов залежи. К прямым методам контроля движения запасов нефти относятся наблюдения режимов работы скважины, динамики обводнения добываемой продукции, электрометрические и радиометрические ГИС. Сейсмические данные привлекаются для описания межскважинного пространства, геометрии и морфологии осадочных тел путем моделирования условий и среды седиментации, ФЕС в трехмерном пространстве [29]. Литолого-фациальное моделирование используется в комплексе с трехмерным моделированием сложных песчаных тел аллювиального или прибрежно-морского типа, а также карбонатных построек различного типа, так как в этих случаях необходимо понимание среды осадконакопления. Скважинная сейсморазведка, в том числе вертикальное сейсмическое профилирование, применяется для дифференциации терригенных отложений по степени глинистости (песчанистости), что необходимо для прогнозирования зон распространения песчаников с улучшенными ФЕС [30]. Сейсмические методы используются для изучения распределения карбонатных отложений по степени плотности, что позволяет выделять интервалы повышенной трещиноватости. Концепция технологии цифрового моделирования керна используется для определения ФЕС терригенных коллекторов с целью моделирования порового пространства и фильтрационных процессов в задачах по оценке геологических запасов нефти [31]. Применение представленных методов на разрабатываемых месторождениях помогает построению уточненных геологических моделей и установлению остаточных ранее не дренированных или неизвестных целиков нефти. Использование комплексных характеристик неоднородности, учитывающих изменчивость геолого-физических параметров пластов, позволяет группировать отдельно взятые геологические объекты. Идентификация отдельных пластов и залежей, таким образом, позволяет повысить эффективность управления разработкой месторождений [32].

Количественная оценка остаточных запасов ведется на основе полученных в процессе разведки фактических данных. Для подсчетов запасов в зависимости от геологических условий применяются различные методы – объемный, падения пластового давления, растворенного газа, материального баланса, статистический и др. Существует и вероятность того, что оцененные запасы нефти могут не подтвердиться. Поэтому требуется провести оценку рисков и стратегической устойчивости проекта по довыработке и доизвлечению остаточной нефти [33].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

Объект исследования. В геологическом строении одной из площадей Ромашкинского месторождения нефти Республики Татарстан представлены осадочные породы девонской, каменноугольной и пермской систем [34]. Одной из первых на месторождении стала в 1950-х годах разработка девонских пластов, включающих несколько продуктивных нефтеносных горизонтов. В них производилась локализация и количественная оценка остаточных запасов нефти. В пашийском горизонте $Д_1$ выделяются девять продуктивных пластов, которые объединены в две укрепненные пачки: верхняя пачка, включающая активно разрабатывающиеся в настоящее время пласты а, $б_1$, $б_2$, $б_3$, в; нижняя пачка – пласты $г_1$, $г_2$, $г_3$+д. С нижней пачки начиналась разработка площади. Несмотря на значительную обводненность добываемой продукции, она содержит значительные остаточные запасы. Ниже по разрезу залегают нефтеносные пласты муллинского $Д_2$, ардатовского $Д_3$ (пласты а, б, в), воробьевского $Д_4$ (а, б) и бийского $Д_5$ горизонтов. Пласты $Д_1$ и $Д_2$ образуют единую гидродинамическую систему, в которой ВНК обоснован на отметках 1485-1486 м (значения указываются по модулю), приурочивается к нижней части пласта $Д_1$д, реже выделяется в верхней части пласта $Д_2$. В воробъевском горизонте $Д_4$ пласты а, б образуют систему с ВНК в пределах 1525-1528 м. В бийском горизонте $Д_5$ ВНК устанавливается в редких скважинах ниже 1565 м (см. таблицу). Так, в скважине 31 представлена система девонских пластов, $Д_1$ и $Д_2$ выражены нефтеносными песчаниками с ВНК на отметке 1501 м, $Д_3$ и $Д_4$ сложены водонасыщенными песчаниками (рис.1). По генеральному проекту разработки изучаемая площадь разделена рядами нагнетательных скважин на блоки 1-8, в пределах которых вследствие сильной фациальной изменчивости пород реализовалась очаговая система заводнения, а со временем перестали существовать внешнее разрезающее кольцо и разрезающие ряды нагнетательных скважин. Заводнение на площади осуществляется отдельными нагнетательными скважинами, представляющими реликты блоковой и очаговой систем.

Отметки водонефтяного контакта по пластам

Горизонт	Индекс	Отметка, м	
		Обоснованная	Интервал изменения
Пашийский, муллинский	$Д_1$, $Д_2$	1485-1486	1479-1496
Ардатовский	$Д_3$	1525-1528	1524-1539
Воробьевский	$Д_4$	1530-1536	1528-1542
Бийский	$Д_5$	1565	

Методы исследования. Для выявления ОИЗ применен ретроспективный метод, заключавшийся в анализе и обобщении исторических данных по разведке и длительной истории разработки изучаемых пластов. С этой целью в доступных информационных системах проведен анализ текущего состояния, перфорации, месячных эксплуатационных рапортов (МЭР), каротажных материалов по всем категориям скважин, включая ликвидированные и пьезометрические. Всего было проанализировано 2605 скважин. Каждому из пластов коллекторов с ОИЗ присуждалась категория от 1 до 6. К категории 1 относились запасы в ранее не вскрывавшихся пластах или отдельные интервалы пропущенных кондиционных коллекторов, залегающих выше ВНК. Например, к категории 1 относятся запасы пласта $Д_2$ по скважине, представленной на рис.1. К категории 2 – запасы пластов с повышенным содержанием глинистого и алевролитового материала (более 0,2) [35], с пониженными значениями коэффициента нефтенасыщенности (менее 0,6), а также выделенных ниже обоснованного ВНК. По ранее разрабатываемым пластам анализируются МЭР скважин с целью выявления их перспективности.

Эти пласты могли быть отключены с непредельным значением обводненности менее 98 % [36] и при достаточно высоком дебите (отнесены в категорию 3). К категории 4 относятся запасы пластов, разрабатываемых в настоящее время. К категории 5 – разработанные пласты в добывающих и объекты закачки в нагнетательных скважинах. Водоносные пласты, не коллекторы и зоны выклинивания пластов относятся к малоперспективной категории 6 (пласты г-д, $Д_3$ и $Д_4$ по скважине, представленной на рис.1) [10].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 599-612
© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

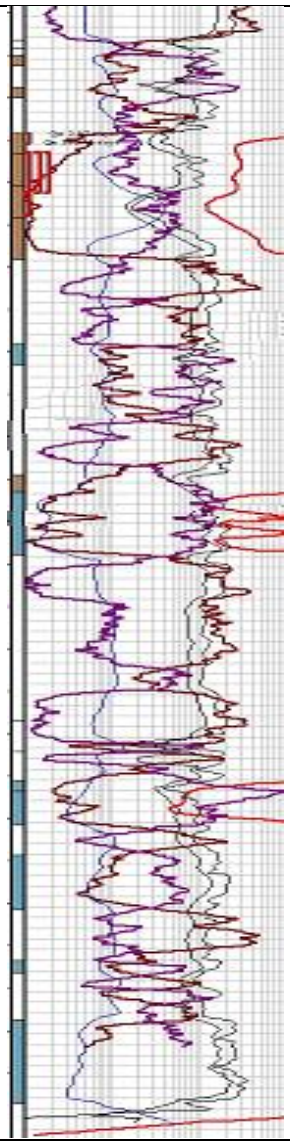
Индекс пластов	Отметка, м	Каротажная характеристика	Отметка ВНК, м	Категория пласта
	1460			
Д1а	1468			
Д1б1 Д1б2 Д1б3	1476			
Д1в г1	1484			6
Д1г2 + г3	1492			6
Д1д	1500			6
Д2	1508		ВНК, 1501 м	1
	1516			
	1524			
Дза	1532			6
Дзб	1540			6
Д4а	1548			6
Д4б	1556			6

Рис.1. Девонская система пластов и выделение ВНК в муллинском горизонте

С целью количественной оценки остаточных запасов, подбора ГТМ для включения их в разработку и прогнозирования профилей добычи применен метод алгоритмов, представляющих последовательность разработанных инструкций и типовых правил для эффективного достижения поставленных целей, что особенно важно при анализе большого массива исторических данных по скважинам. Так, количественная оценка остаточных запасов производилась объемным методом на основе собранных фактических данных по площади фильтрации (принималась равной ячейке Вороного), емкостным характеристикам пород и свойствам остаточной нефти по алгоритму, представленному на рис.2 [37]. Недостающие сведения восполнялись по аналогиям с соседними скважинами, находящимися в одной структурной и фациальной зоне с анализируемой. Суммарные запасы локализованных зон (ЛЗ) определяются простым суммированием запасов по скважинам. Вычисленные запасы отображались на картах категорий и величины запасов. Карты построены отдельно для каждого пласта с целью совместного анализа с литологическими картами, чтобы выявить закономерности пространственного размещения ОИЗ.

Для каждой категории ОИЗ предложен алгоритм подбора ГТМ в зависимости от вида локализации запасов. Для выделенных в отдельных скважинах запасов – методы простой оптимизации, включающие дострелы и перестрелы пластов. Для целиков нефти, включающих несколько скважин, – методы комплексной оптимизации (рис.3). При подборе ГТМ учитываются величины

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

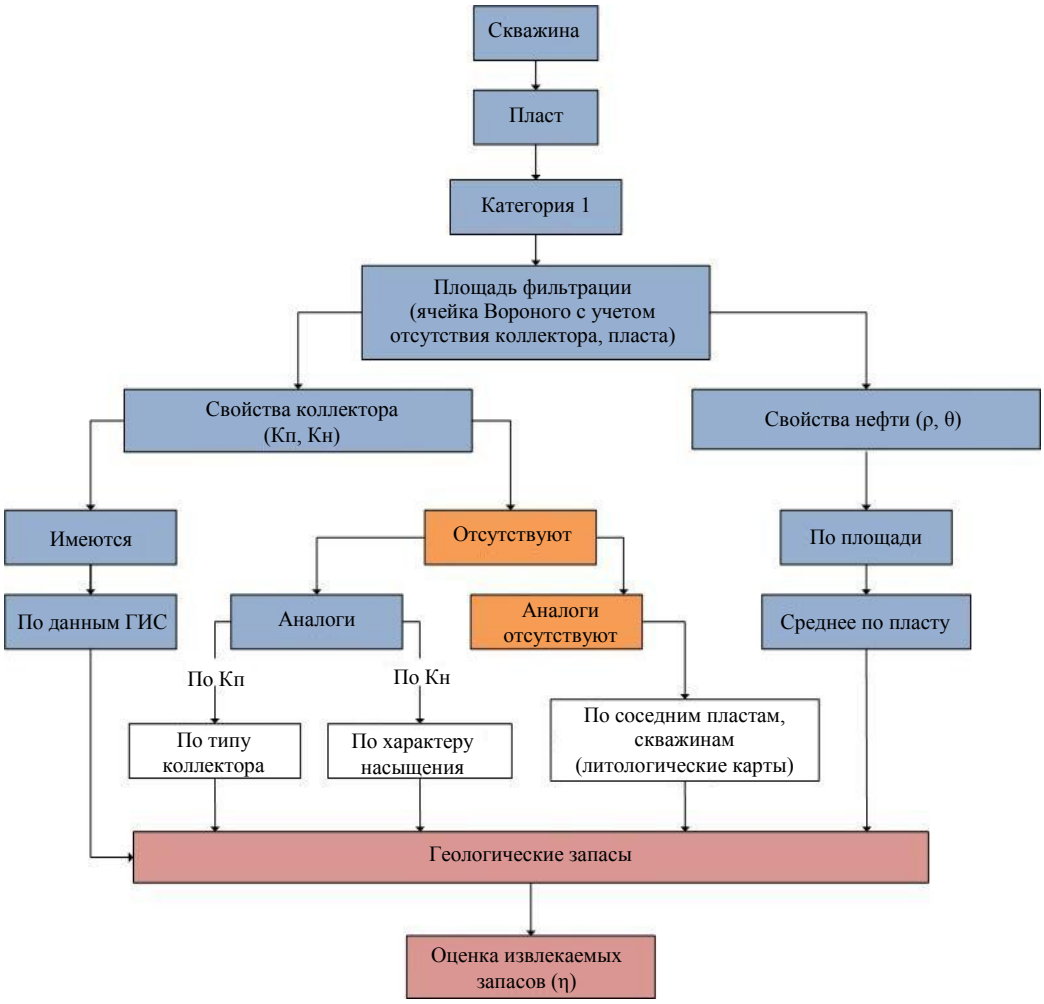


Рис.2. Алгоритм подсчета ОИЗ нефти

начальных и остаточных запасов, накопленной добычи нефти $Q_{нак}$, наличие в скважинах обводнившихся интервалов, текущее техническое состояние скважины и необходимость проведения подземных (ПРС) и капитальных (КРС) ремонтов. Вследствие малой перспективности скважины с запасами категории 5 оцениваются как кандидаты для зарезки боковых стволов (ЗБС) с целью вовлечения в разработку выявленных по соседству локализованных ОИЗ. Пороговые значения *X* и *Y* (рис.3) по ОИЗ устанавливаются службами ГТМ и технологическими подразделениями нефтегазодобывающих компаний.

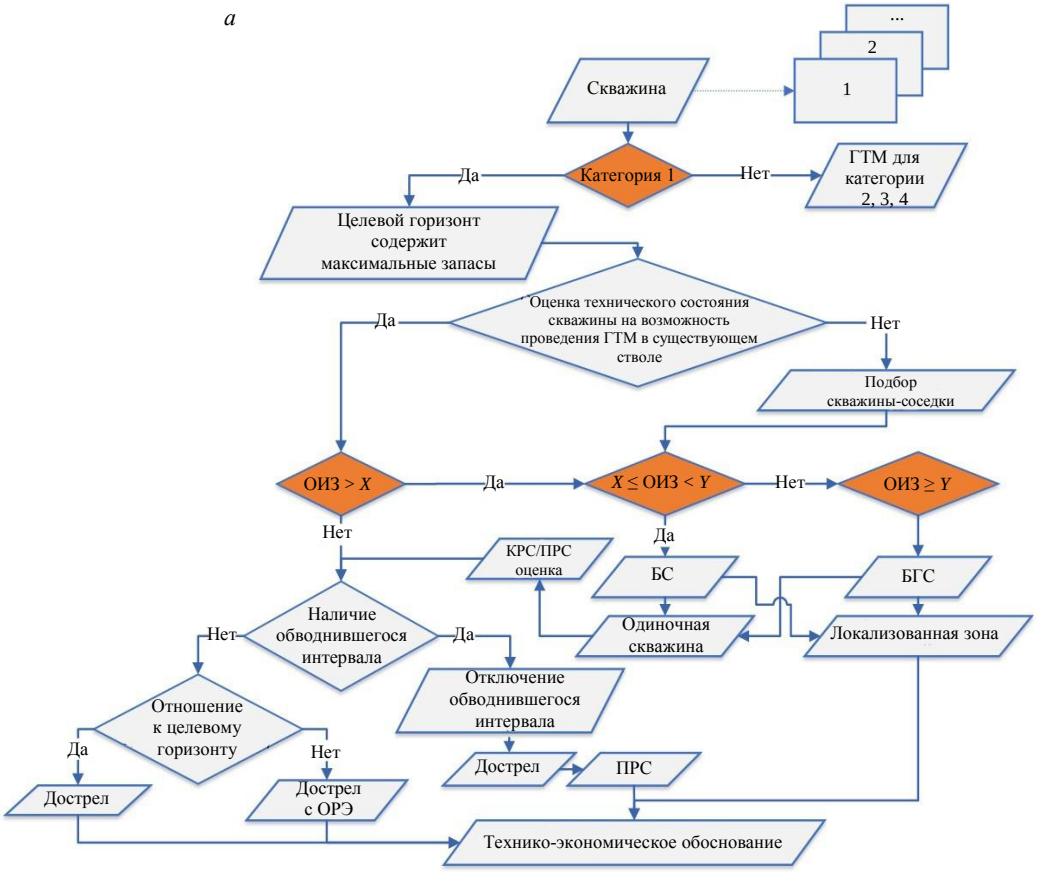
Для прогнозирования профиля добычи применялся метод Арпса, заключающийся в построении кривых падения добычи по историческим данным для их аппроксимации на прогнозируемый период. С целью эффективного применения метода предложен алгоритм прогнозирования профилей добычи (рис.4). Оценивается наличие фактических исторических данных по работе пластов в скважине для построения кривой падения добычи, а в случае их отсутствия, например в нагнетательных или ликвидированных скважинах, возможность подбора скважин аналогов.

Обсуждение результатов. Выявленные остаточные запасы по площади превысили среднегодовую добычу ПАО «Татнефть» и распределились по пластам следующим образом, %: $г_1$ – 19,53; $г_2$ – 23,33; $г_3$ – 22,03; д – 19,26; $Д_2$ – 4,37; $Д_{3}а$ – 4,23; $Д_{3}б$ – 3,12; $Д_{3}в$ – 2,43; $Д_{4}а$ – 1,36; $Д_{4}б$ – 0,16. Наибольшая доля запасов более 96 % относится к категории 1. По блокам с учетом общих запасов по граничным скважинам, %: 1 – 13,82; 2 – 13,16; 3 – 18,57; 4 – 12,40; 5 – 14,15; 6 – 12,05; 7 – 12,03 и 8 – 3,82. Наибольшие перспективы обнаружения и геологического подтверждения ОИЗ по площади связаны с блоком 3, а по разрезу с пластами $Д_1$ г-д, даже несмотря на их высокую выработанность и обводненность. На карте категорий, дающей площадное представление о распределении ОИЗ в пласте $г_2$, локализованные зоны ОИЗ по категории 1 показаны коричневым, а выработанные и непродуктивные участки – синим цветом (рис.5).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 599-612
© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

а



б

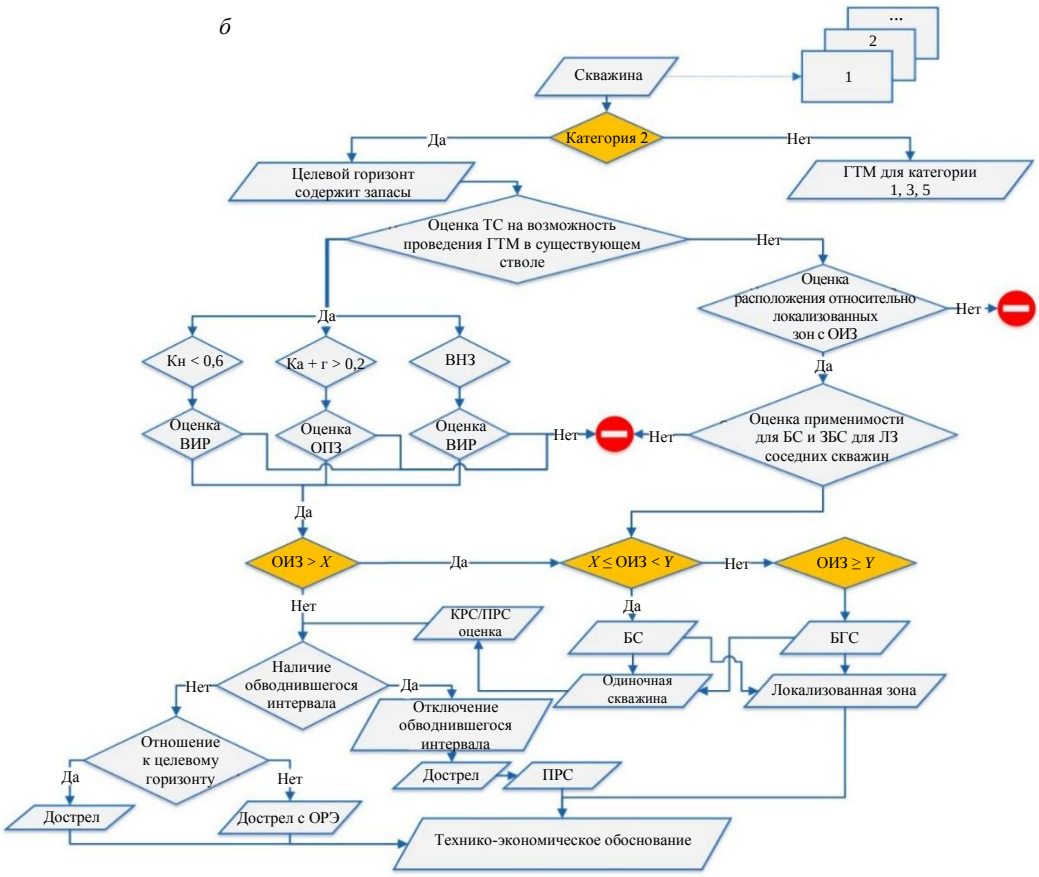
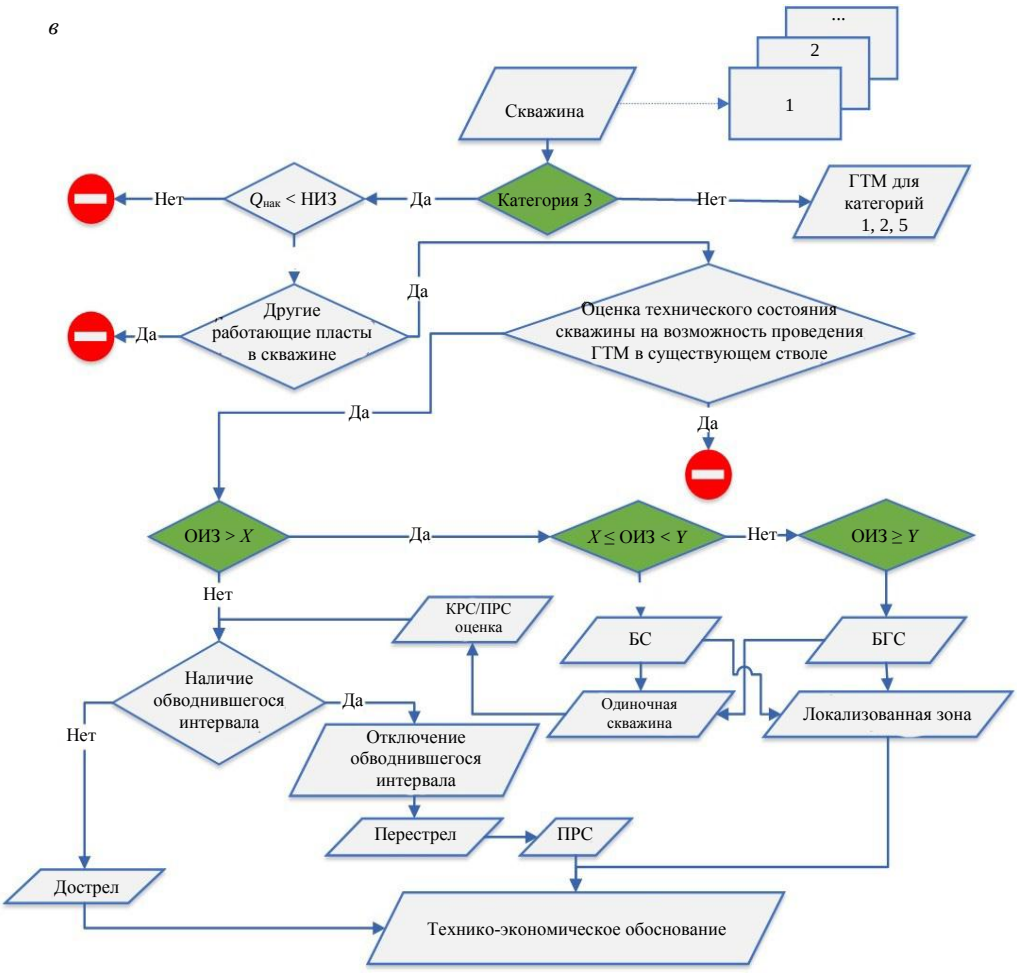


Рис.3. Алгоритмы подбора ГТМ по категориям запасов:
1 – *а*; 2 – *б*; 3 – *в*; 5 – *г*

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0



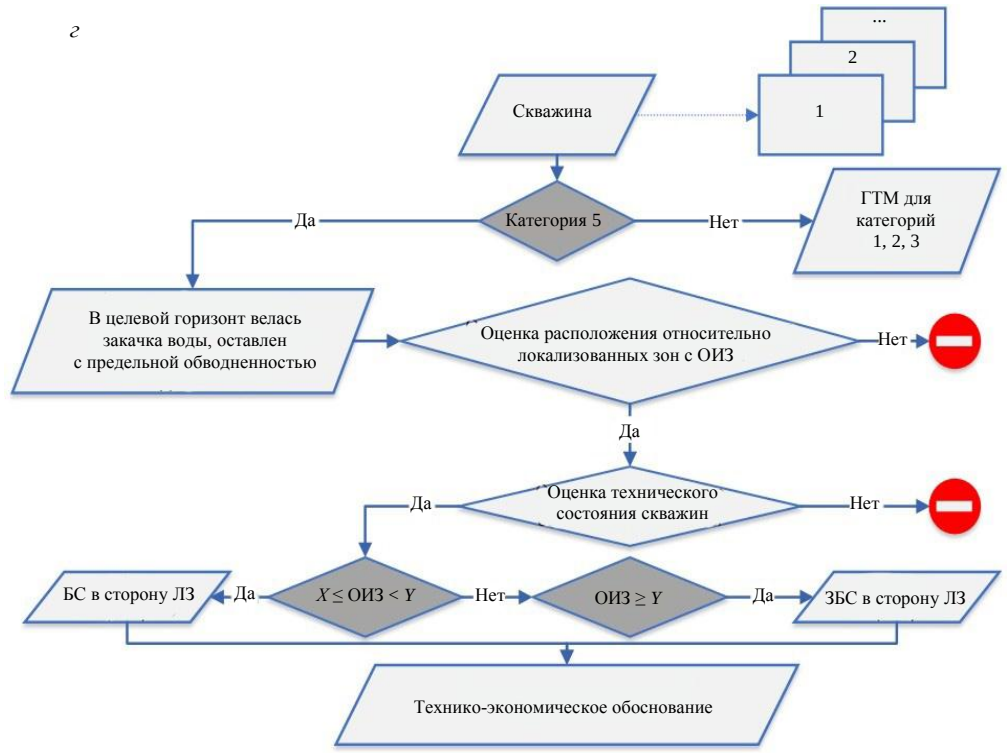


Рис.3. Окончание

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 599-612
© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

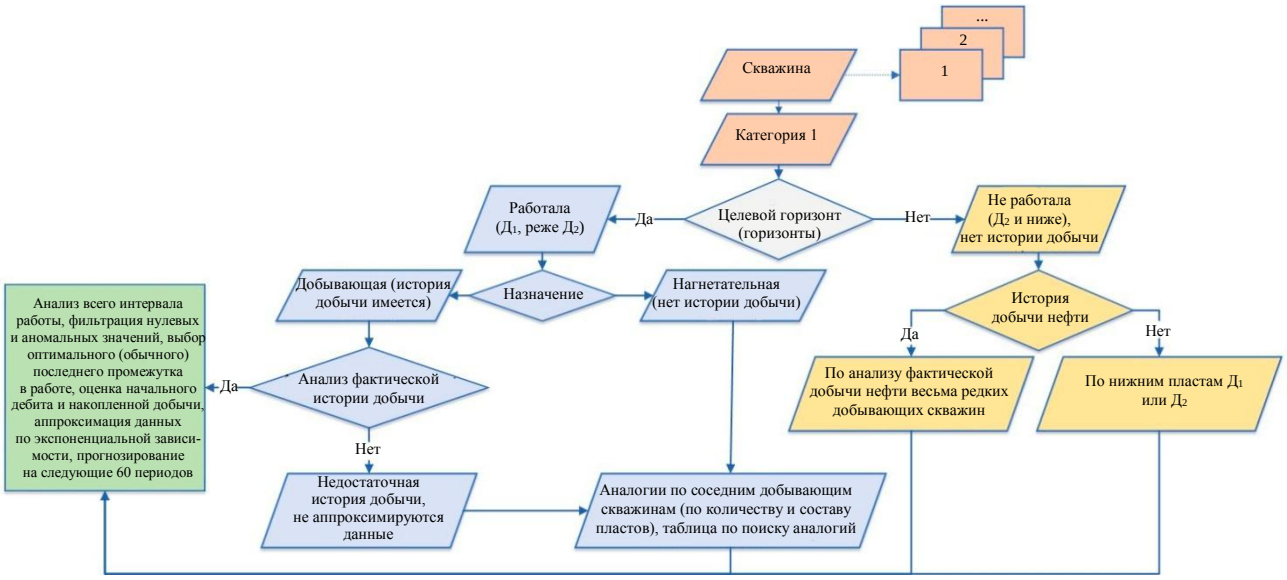


Рис.4. Алгоритм прогнозирования профилей добычи

На формирование и локализацию ОИЗ на изучаемой площади повлияло множество факторов. Поскольку нефтеносные коллекторы ниже обоснованного ВНК могли и вовсе не перфорироваться, в них могут оставаться значительные по величине остаточные запасы. Так, в скважине 31 в пласте $Д_2$, запасы которого отнесены к категории 1, ВНК выделен на отметке 1501 м (см. рис.1), что значительно ниже среднего обоснованного уровня ВНК (см. таблицу). На распределение остаточной нефтенасыщенности влияют расстановка и плотность сетки скважин. Целики остаточной нефти сформировались в стягивающих добывающих рядах, между скважинами в добывающих рядах и нагнетательными и примыкающими добывающими рядами, в центральных частях многорядных систем, наиболее удаленных от разрезающих рядов, особенно в малопроницаемых глинистых или известковистых, слабо поддающихся дренированию участках [38]. Другой вид остаточной нефтенасыщенности формировался вследствие недостаточного воздействия на пласт нагнетательных скважин. При редкой нагнетательной сетке возникает неполный охват пласта по площади из-за необходимости поддержания предельного градиента пластового давления [39]. Прерывистость подобных пластов также приводит к нарушению прямой связи между количеством поступающей из отдельного прослоя жидкости и его гидропроводностью. Выявлены следующие закономерности в пространственном размещении остаточных запасов (рис.6):

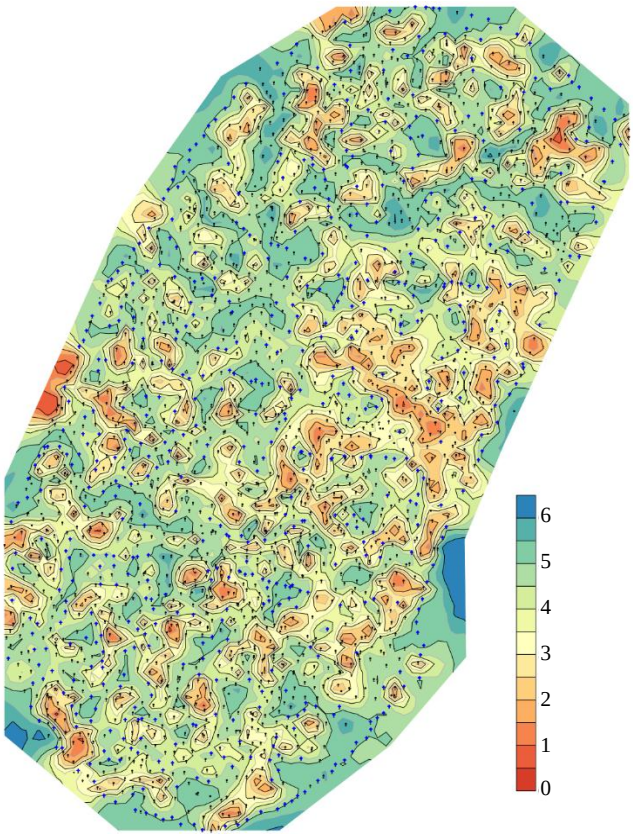


Рис.5. Карта категорий по пласту $г_2$

• В зоне слияния пластов ОИЗ формируются из-за их недостаточной вовлеченности в процесс дренирования (рис.6, *а*). Так, в скважине 14 значительные ОИЗ выявлены по пласту $г_2$, представленному песчаниками на участке между зоной слияния пласта с верхним $г_1$ (скважина 9) и нижним $г_3$ пластами (скважины 26 и 10).

• На участках, примыкающих к внутреннему контуру нефтеносности, ОИЗ формируются при опережающем продвижении внешнего контура нефтеносности (рис.6, *б*). В скважине 64

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

по пласту песчаника $г_2$, примыкающему к внутреннему контуру нефтеносности, обоснованы ОИЗ, рекомендуемые для вовлечения в разработку.

• В коллекторах с ухудшенными свойствами остаточные запасы возникают вследствие опережающего вытеснения нефти из прослоев и участков с улучшенными ФЕС (рис.6, *в*). В районе скважин 17 и 4 (пласт $г_2$) локализована значительная по величине ОИЗ зона остаточных запасов, причем в скважине 17 пласт сложен алевролитами с ухудшенными ФЕС.

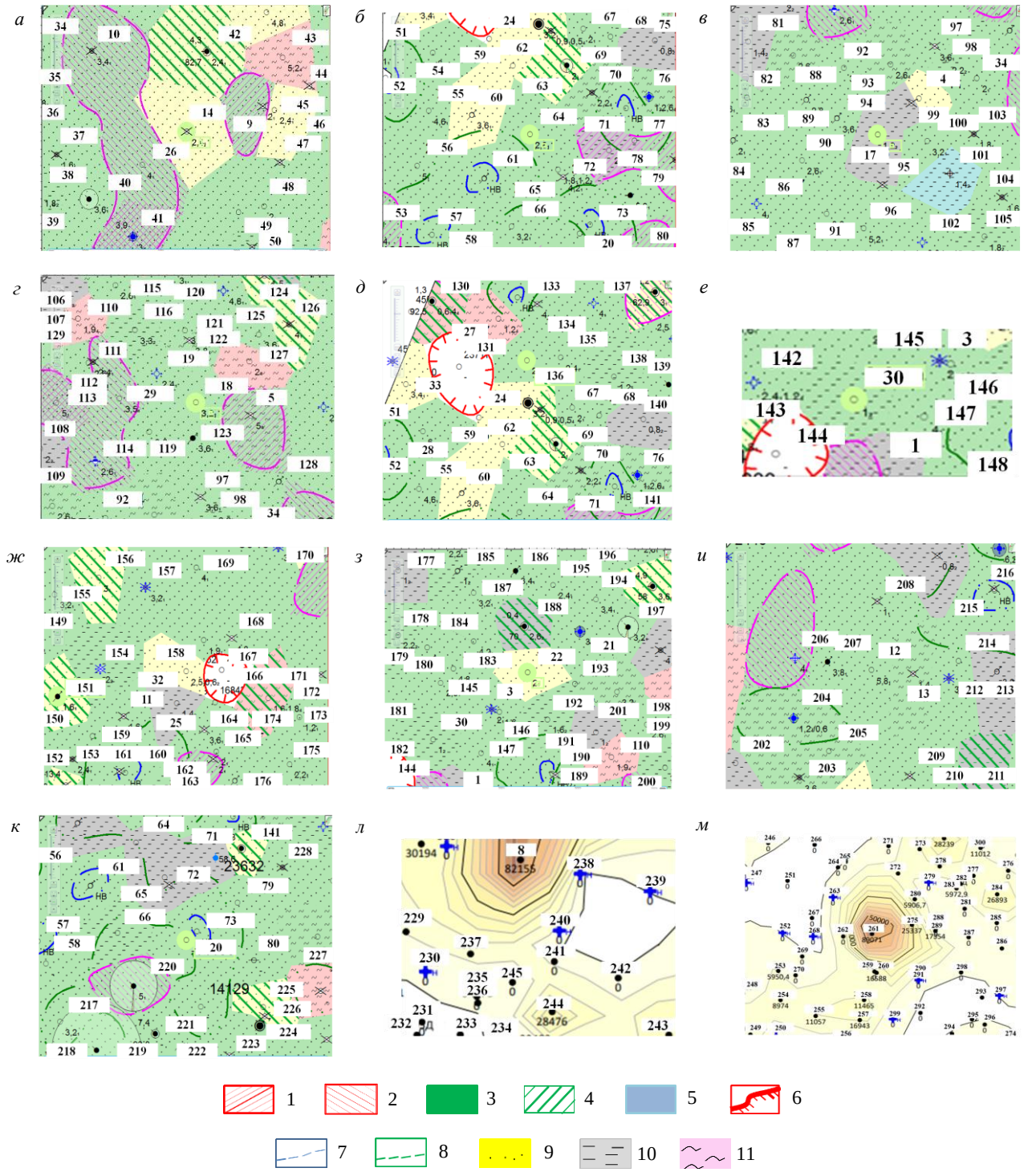


Рис.6. Закономерности пространственного распространения ОИЗ

1, 2 – зоны слияния с пластом: 1 – верхним, 2 – нижним;
3-5 – заводнение: 3 – закачиваемой водой, 4 – частичное, 5 – пластовой водой;
6 – линия выклинивания; 7, 8 – контуры нефтеносности: 7 – внешний, 8 – внутренний;
9-11 – литотипы: 9 – песчаник, 10 – алевролит, 11 – глинистый песчаник

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

• На участках, примыкающих к зонам слияния коллекторов вблизи нагнетательных скважин (рис.6, *г*), формирование ОИЗ может быть связано с неравномерным распределением вытесняющего агента по пластам. В скважине 18 (пласт песчаника $г_2$) выявлены остаточные запасы, заключенные между зонами слияния с верхним (в скважине 29) и нижним (в скважине 5) пластами. Участок примыкает к нагнетательной скважине 19, но не был заводнен, так как пласт $г_2$ в скважине 18 не перфорировался. Можно предположить, что закачиваемая вода скважины 19 поступала в соседние зоны слияния коллекторов.

• На участках, примыкающих к линии выклинивания (рис.6, *д*), формирование остаточных запасов связано с наличием гидродинамического барьера. Например, пласт $г_2$ в скважинах 24, 28 и 33 сложен песчаниками и непосредственно примыкает к зоне выклинивания коллектора, а в скважине 27 – глинистым песчаником. Аналогичный пример приводится для пласта $г_2$ в скважинах 1, 30 и 142 (рис.6, *е*). Отметим, что запасы в зоне выклинивания (скв. 24, 28, 33) на порядок превышают ОИЗ в локализованной зоне (скв. 1, 30, 142).

• Участок с ОИЗ, примыкающий к линии выклинивания вблизи внутреннего контура нефтеносности, возникает при действии двух неблагоприятных факторов гидродинамического экранирования и неравномерного стягивания контура нефтеносности (рис.6, *ж*). Иллюстрируется группа скважин, содержащая остаточные запасы в пласте $г_2$, включающая скважины 25, 32 и 166. В скважине 11 пласт примыкает к внутреннему контуру нефтеносности, отмечено наличие дополнительных ОИЗ.

• В добывающем ряду (рис.6, *з*) ОИЗ формируются при отсутствии градиента пластового давления между забоями соседних скважин. В скважине 22, расположенной между нагнетательными скважинами 21 и 3, выявлены запасы в пласте $г_2$. Пласт $г_2$ в скважине не перфорировался, поэтому не создавалась депрессия, необходимая для продвижения к ней по пласту фронта закачиваемой воды.

• Формирование ОИЗ происходит в нефтяной и водонефтяной зонах, в коллекторе с ухудшенными свойствами (рис.6, *и*). В скважинах 12 и 13 в пласте глинистого песчаника выявлены остаточные запасы в нефтяной зоне пласта. В скважине 12 сосредоточено более 80 % выявленных на участке запасов, в скважине 13 – около 20 %. В скважине 20 запасы сосредоточены в водонефтяной зоне пласта $г_3$ (рис.6, *к*).

• В разрезающем ряду (рис.6, *л*) ОИЗ могут возникнуть при отсутствии градиента пластового давления между соседними нагнетательными скважинами. Запасы в скважине 8 выявлены в пласте $г_2$, который ранее не перфорировался.

• В стягивающих рядах добывающих скважин ОИЗ формируются из-за недостаточного влияния нагнетательных скважин в отсутствии градиента пластового давления (рис.6, *м*). В стягивающей скважине 261 пласт $г_2$ не перфорировался и обоснованы значительные остаточные запасы нефти.

Цель выявления ОИЗ – дальнейшее включение их в разработку для повышения коэффициента нефтеизвлечения [40] на основе прогнозирования профилей добычи [41]. Предлагаются различные технические решения, такие как проводка скважин с горизонтальным окончанием или зарезка боковых стволов [42, 43], гидравлический разрыв пластов ГРП [44, 45], одновременно-раздельная добыча (ОРД) и одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) [46].

Заключение. Выявление остаточных запасов нефти на многопластовом месторождении с длительной историей разработки – важнейшее условие подбора эффективных ГТМ с целью вовлечения их в разработку, повышения коэффициента нефтеизвлечения. Не существует общепринятых представлений о характере распределения остаточной нефти в заводненных пластах. Построение карты суммарных остаточных запасов по всем пластам многопластового объекта с учетом ретроспективного анализа пробуренного фонда скважин независимо от их назначения позволил выявить наиболее перспективные скважины для подбора эффективных технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов, планирования последовательности проведения ГТМ. В работе предложены алгоритмы классификации остаточных запасов по категориям, построены карты категорий и остаточных запасов по пластам. Установлено, что ОИЗ локализуются в разрезающих рядах нагнетательных скважин, центральных и стягивающих добывающих рядах, в ликвидированных добывающих нагнетательных и других скважинах, нередко на участках, примыкающих к зонам слияния коллекторов, выклинивания, контурам нефтеносности, распространения коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

Предложены варианты геолого-технических мероприятий с целью извлечения остаточных запасов по категориям, алгоритм для прогнозирования профилей добычи по Арпсу. К методам простой оптимизации отнесены дострел и перестрел пластов, при необходимости в сочетании с различными видами ремонтов скважин. Однако удержание уровней добычи и достижение высокого значения конечного нефтеизвлечения происходит путем совершенствования и внедрения технологий.

Проведение геолого-технических мероприятий связано с трудностями, связанными с износом скважин при длительной эксплуатации. Нередко в скважинах прогнозируются остаточные запасы, но их включение в разработку затрудняется техническим состоянием ствола, эксплуатационной колонны или заколонного пространства. Опытные работы начались в скважине 16, в которой текущим эксплуатационным объектом является пласт $б_2$. В скважине по предложенному алгоритму выявлены значительные ОИЗ категории 1 в пласте $г_2$, нефтенасыщенная толщина которого составляет 2,79 м. Проведены следующие работы: с помощью пакера изолированы вышезалегающие высокообводненные пласты а и $б_2$; произведен дострел залегающего ниже пласта $г_2$, из которого был получен первоначальный приток нефти. Намечены дальнейшие мероприятия на стимуляцию полученного притока. В простаивающей скважине 6 произведен дострел пласта $Д_{3\,б+в}$ толщиной 4,88 м. Освоение пласта осуществлялось свабированием, получена нефть, работы продолжаются. В рамках представленной работы продолжаются работы по разработке ГТМ по вовлечению выявленных ОИЗ в разработку с одновременным прогнозированием профилей добычи для оценки их технико-экономической эффективности.

Разработанные алгоритмы и выявленные закономерности в пространственном размещении ОИЗ изучаемой площади могут быть применены на включающем десятки тысяч единиц фонде скважин других площадей Ромашкинского месторождения нефти. Особенностями месторождения являются большое число скважин и пластов с длительной историей разработки, требующих всестороннего ретроспективного анализа и учета влияния геологических условий на подбор технологий. Предложенные алгоритмы, включающие типовую последовательность работ по выявлению ОИЗ и подбора технологий по их включению в разработку, в значительной степени облегчают работу промыслового инженера.

Авторы выражают благодарность Альметьевскому государственному технологическому университету «Высшая школа нефти» и ПАО «Татнефть» за предоставленную возможность публикации полученных данных в открытой печати.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Страхов П.Н., Давыдова Е.А., Скачек К.Г., Еремин Ю.Г.* Комплексирование информации о разномасштабных неоднородностях при геологическом моделировании залежей нефти и газа // Нефтяное хозяйство. 2020. № 7. С. 82-87. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-7-82-87

2. *Чудинова Д.Ю., Закирова Э.А., Янова А.В.* Геологическая неоднородность и ее влияние на выработку остаточных запасов нефти пласта / Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов. Уфа: Монография, 2018. Т. 7 (12). С. 5-11.

3. *Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J.* The Comprehensive Overview of Large-Volume Surfactant Slugs Injection for Enhancing Oil Recovery: Status and the Outlook // Energies. 2022. Vol. 15. Iss. 21. № 8300. DOI: 10.3390/en15218300

4. *Ленский В.А., Жужель А.С., Шарафутдинов Т.Р.* Современное состояние скважинной сейсморазведки (ВСП) в России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 1. С. 29-36. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-29-36

5. *Машкин К.А., Коротченко А.Г., Глухов В.Л. и др.* Опыт применения методов импульсного нейтронного каротажа при оценке текущей нефтенасыщенности в скважинах на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 2. С. 32-37.

6. *Ganiev B., Lutfullin A., Karimov I. et al.* Mature Fields Oil Production Enhancement by Pulse Code Testing / SPE Annual Caspian Technical Conference, 15-17 November 2022, Nur-Sultan, Kazakhstan. OnePetro, 2022. № SPE-212156-MS. DOI: 10.2118/212156-MS

7. *Sabzabadi A., Masoudi R., Arsanti D. et al.* Verifying Local Oil Reserves Using Multi-Well Pressure Pulse Code Testing / Offshore Technology Conference Asia, 20-23 March 2018, Kuala Lumpur, Malaysia. OnePetro, 2018. № OTC-28601-MS. DOI: 10.4043/28601-MS

8. *Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Ibragimov I.I., Maksyutin A.V.* Estimation and Localization of Residual Recoverable Oil Reserves by the Complex of Filtration, Optical and Field Research / SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-29 October 2020. OnePetro, 2020. № SPE-201914-MS. DOI: 10.2118/201914-MS

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

9. *Судаков В.А., Сафуанов Р.И., Козлов А.Н. и др.* Локализация и разработка остаточных запасов нефти с использованием геохимических исследований на основе нейросетевых алгоритмов // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 4. С. 50-64. DOI: 10.18599/grs.2022.4.4

10. *Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Максютин А.В. и др.* Алгоритм ретроспективного анализа по выявлению и локализации остаточных запасов разрабатываемого многопластового нефтяного месторождения // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 3. С. 125-138. DOI: 10.18599/grs.2022.3.11

11. *Palyanitsina A., Safiullina E., Byazrov R. et al.* Environmentally Safe Technology to Increase Efficiency of High-Viscosity Oil Production for the Objects with Advanced Water Cut // Energies. 2022. Vol. 15. Iss. 3. № 753. DOI: 10.3390/en15030753

12. *Duryagin V., Nguyen Van Thang, Onegov N., Shamsutdinova G.* Investigation of the Selectivity of the Water Shutoff Technology // Energies. 2023. Vol. 16. Iss. 1. № 366. DOI: 10.3390/en16010366

13. *Мартюшев Д.А., Галкин В.И., Пономарева И.Н.* Изучение закономерностей распределения фильтрационных свойств в пределах сложнопостроенных карбонатных резервуаров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 11. С. 117-126. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3069

14. *Chen X., Paprouschi A., Elveny M. et al.* A laboratory approach to enhance oil recovery factor in a low permeable reservoir by active carbonated water injection // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 3149-3155. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.05.043

15. *Галкин С.В., Кривощеков С.Н., Козырев Н.Д. и др.* Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 408-417. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.3

16. *Грачев С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П.* Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 68-82. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.68

17. *Полетаева И.А., Рыбичев А.А., Терехина Н.М.* Разработка схемы извлечения остаточной нефти из высокообводненных пластов / Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: Материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, 22 апреля 2021 г., Нижневартовск, Россия. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. С. 145-147.

18. *Зингель Е.М.* Остаточная нефть: проблемы и технологии // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 6 (161). С. 71-74.

19. *Beloglazov I., Morenov V., Leusheva E., Gudmestad O.T.* Modeling of Heavy-Oil Flow with Regard to Their Rheological Properties // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 2. № 359. DOI: 10.3390/en14020359

20. *Leusheva E., Brovkina N., Morenov V.* Investigation of Non-Linear Rheological Characteristics of Barite-Free Drilling Fluids // Fluids. 2021. Vol. 6. Iss. 9. № 327. DOI: 10.3390/fluids6090327

21. *Nurgalieva K.S., Saychenko L.A., Riazi M. et al.* Improving the Efficiency of Oil and Gas Wells Complicated by the Formation of Asphalt–Resin–Paraffin Deposits // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 20. № 6673. DOI: 10.3390/en14206673

22. *Коробов Г.Ю., Воронцов А.А.* Исследование условий образования газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти механизированным способом // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334. № 10. С. 61-75. DOI: 10.18799/24131830/2023/10/4181

23. *Mayet A.M., Alizadeh S.M., Nurgalieva K.S. et al.* Extraction of Time-Domain Characteristics and Selection of Effective Features Using Correlation Analysis to Increase the Accuracy of Petroleum Fluid Monitoring Systems // Energies. 2022. Vol. 15. Iss. 6. № 1986. DOI: 10.3390/en15061986

24. *Балденкова Д.И., Шангараева Л.А.* Предотвращение отложения солей в скважинном оборудовании и продуктивном пласте Приобского нефтяного месторождения / Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции, 31 марта 2017 г., Краснодар, Россия. Краснодар: Издательский дом – Юг, 2017. Т. 2. С. 27-29.

25. *Ямтиев А.Ф., Хакимзянов Н.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С.* Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан. Казань: Ихлас, 2016. 192 с.

26. *Муслимов Р.Х.* Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять? // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 2. С. 80-87. DOI: 10.18599/grs.18.2.1

27. *Aslanyan A., Grishko F., Krichevsky V. et al.* Assessing Waterflood Efficiency with Deconvolution Based Multi-Well Retrospective Test Technique / SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition, 3-6 June 2019, London, UK. 2019. № SPE-195518-MS. DOI: 10.2118/195518-MS

28. *Zhdanov I., Kotezhekov V., Margarit A.* 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, 15-17 October 2018, Moscow, Russia. OnePetro, 2018. № SPE-191590-18RPTC-MS. DOI: 10.2118/191590-18RPTC-MS

29. *Egorov A.S., Prischepa O.M., Nefedov Y.V. et al.* Deep Structure, Tectonics and Petroleum Potential of the Western Sector of the Russian Arctic // Journal of Marine Science and Engineering. 2021. Vol. 9. Iss. 3. № 258. DOI: 10.3390/jmse9030258

30. *Зарипов Б.Ф., Рыжов В.А.* Применение машинного обучения для оценки качества полевого материала пассивных сейсмических наблюдений при поиске и разведке залежей углеводородов по технологии НСЗ // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 3 (232). С. 11-15.

31. *Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г.* О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели керна // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 402-407. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.2

32. *Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н.* Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 896-907. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.11

33. *Cherepovitsyn A., Tsvetkova A., Komendantova N.* Approaches to Assessing the Strategic Sustainability of High-Risk Offshore Oil and Gas Projects // Journal of Marine Science and Engineering. 2020. Vol. 8. Iss. 12. № 995. DOI: 10.3390/jmse8120995

34. *Муслимов Р.Х.* О программе развития приоритетных научных исследований в области геологии и разработки нефтяных месторождений независимых нефтяных компаний Республики Татарстан на 2016-2025 гг. // Нефтяная провинция. 2018. № 4 (16). С. 1-17. DOI: 10.25689/NP.2018.4.1-17

35. *Хусаинов В.М.* Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика): Автореф. дис. … д-ра техн. наук. М.: Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН, 2011. 50 с.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Р.Н.Бурханов, А.А.Лутфуллин, И.Р.Раупов, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин, И.М.Фаррахов, М.В.Швыденко, 2024

36. *Рочева Е.В.* Причины преждевременного обводнения скважин и важность геологического фактора при борьбе с обводненностью // Новая наука: Опыт, традиции, инновации. 2017. № 1-3 (123). С. 25-27.

37. *Ахметьянова А.И., Машкова А.И.* Подсчет запасов нефти объемным методом / Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: ежегодный сборник научных трудов. Уфа: Монография, 2019. Т. 8 (13). С. 54-58.

38. *Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Максютин А.В., Ибрагимов И.И.* Распределение и разведка остаточных запасов нефти в заводненных пластах / Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Материалы IV Международной научно-практической конференции, 16-18 октября 2019 г., Альметьевск, Россия. Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2019. С. 42-48.

39. *Григорьев Б.А., Оров Д.М., Савченко Н.В., Рыжов А.Е.* Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы // Вести газовой науки. 2013. № 1 (12). С. 119-125.

40. *Galimzyanov A., Naydensky K., Huseby O.K.* Selection and Justification of Technologies for Enhanced Oil Recovery Methods Using Inter-Well Tracer Survey / SPE Russian Petroleum Technology Conference, 12-15 October 2021. OnePetro, 2021. № SPE-206489-MS. DOI: 10.2118/206489-MS

41. *Назаренко М.Ю., Золотухин А.Б.* Применение машинного обучения для вероятностного прогнозирования добычи и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство. 2020. № 9. С. 109-113. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-9-109-113

42. *Бакиров Д.Л., Мазур Г.В., Бабушкин Э.В. и др.* Совершенствование технологии строительства боковых стволов с горизонтальным окончанием в сложных геолого-технических условиях // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 40-43. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-40-43

43. *Юрова М.П.* Роль горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых, неоднородных коллекторов // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 209-215. DOI: 10.18599/grs.19.3.10

44. *Кравченко А.Н., Васильев В.В., Салимов О.В., Самойлов М.И.* Гидравлический разрыв пласта. Особенности и возможности типизации процессов // Нефтяная провинция. 2022. № 2 (30). С. 134-149. DOI: 10.25689/NP.2022.2.134-149

45. *Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В.* Прикладные задачи технологии гидравлического разрыва пластов. Казань: Издательство «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2018. 380 с.

46. *Burkhanov R., Ibragimov I., Khannanov M., Lutfullin A.* Investigation of Optical and Rheological Properties of Natural and Recombined Hydrocarbon Mixtures / SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, 24-26 October 2016. OnePetro, 2016. № SPE-181979-MS. DOI: 10.2118/181979-MS

***Авторы*: Р.Н.Бурханов,** *канд. геол.-минерал. наук, заведующий кафедрой, https://orcid.org/0000-0002-9093-8494* (*Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*), **А.А.Лутфуллин,** *канд. техн. наук, заместитель начальника департамента, https://orcid.org/0000-0002-6219-1848* (*ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*), **И.Р.Раупов,** *канд. техн. наук, доцент, inzirrr@yandex.ru, https://orcid.org/0000-0002-9321-0626* (*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия*), **А.В.Максютин,** *канд. техн. наук, заместитель генерального директора, https://orcid.org/0000-0003-2147-8989* (*ООО «НТЦ НЕФТЕГАЗДИНАМИКА», Санкт-Петербург, Россия*), **И.В.Валиуллин,** *канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник, https://orcid.org/0000-0001-7185-7659* (*Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*), **И.М.Фаррахов,** *начальник отдела, https://orcid.org/0000-0002-6763-1638* (*АО «Консалтинговый центр», Альметьевск, Россия*), **М.В.Швыденко,** *начальник отдела, https://orcid.org/0000-0003-1050-7633* (*ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0