

На правах рукописи



ПОВЖИК ПЕТР ПЕТРОВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ
ЗАПАСОВ НЕФТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА**

**2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений**

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Пермь 2024

Работа выполнена в Республиканском унитарном предприятии «Производственное объединение «Белоруснефть».

Научный консультант: **Фоминых Олег Валентинович,**

доктор технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Шпуров Игорь Викторович,**

доктор технических наук, профессор, генеральный директор, Федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

Петраков Андрей Михайлович,

доктор технических наук, профессор, технический советник НТС АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова»

Федоров Вячеслав Николаевич,

доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории волновых процессов в бурении нефтяных и газовых скважин, Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН, филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук

Ведущая организация:

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (г. Москва)

Защита состоится «9» апреля 2024 года в 14.00 на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (сайт <http://pstu.ru>)

Автореферат разослан «8» февраля 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.15,
кандидат технических наук, доцент



Мелехин А.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. В настоящее время в пределах Припятского прогиба открыто более 90 месторождений углеводородов (УВ), включающих 351 залежь, из них в промышленной разработке находятся 308 залежей на 65 месторождениях. При этом значительная часть месторождений Припятского нефтедобывающего региона находятся на завершающей стадии разработки.

Одной из отличительных особенностей месторождений углеводородов Припятского прогиба является преобладание карбонатных коллекторов, развитых в межсолевой, подсолевой и внутрисолевой девонских толщах. В меньшей степени представлены терригенные образования, такие как песчаники и алевролиты подсолевых девонского и верхнепротерозойского комплексов. В то же время значительные объемы осадочных пород представлены нетрадиционными нефтесодержащими коллекторами – тонкослоистыми глинисто-кремнисто-карбонатными отложениями с низким и средним содержанием органического углерода ($C_{орг}$ – ср. 1,58 % (0,24 – 8,14 %)), аналогичными доманикоидным отложениям Тимано-Печорской провинции. С учетом находящихся в консервации месторождений объем трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) нефти Припятского прогиба составляет 31,477 млн т, или 67,1 % от суммарных остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) региона. Темпы отбора активных запасов в среднем составляют 8,2 % в год, а трудноизвлекаемых – 1,2 % в год, что свидетельствует о тенденции роста доли ТриЗ в суммарном объеме извлекаемых запасов.

Высокая геологическая неоднородность продуктивных отложений, сложное строение емкостного пространства коллекторов и наличие систем трещин различного направления обуславливают неравномерную выработку запасов по площади и разрезу, преждевременное селективное обводнение добывающих скважин по высокопроницаемым каналам фильтрации (трещинам) или пропласткам пород-суперколлекторов. Применяемые известные (традиционные) технологии разработки месторождений не позволяют увеличить темпы их отбора и тем более коэффициент извлечения нефти (КИН). Для ряда категорий ТриЗ отсутствуют подходы к рентабельной разработке, что указывает на необходимость совершенствования и разработки новых научно обоснованных технологий извлечения нефти в сложных геолого-физических условиях месторождений углеводородов Припятского прогиба, практическая реализация которых позволит повысить темпы отбора и эффективность выработки приуроченных к ним трудноизвлекаемых запасов.

Степень разработанности темы. Проблемой изучения и эффективного освоения ТриЗ, а также разработкой технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов занимались известные ученые: Ажгиревич Л.Ф., Айсберг Р.Е., Бескопыйный В.Н., Грибик Я.Г., Горецкий Р.Г., Москвич В.А., Махнач А.А., Максимов М.И., Лебединец Н.П., Шпуров И.В., Давыдов А.В., Владимиров И.В., Хисамутдинов Н.И., Мищенко И.Т., Уолкотт Д., Сургучев М.Л., Боксерман А.А., Жданов С.А., Ибатуллин Р.Р., Тахаудинов Ш.Ф., Горбунов А.Т., Прищепа О.М., Шпильман А.В., Хисамов Р.С., Wang F.P., Mayerhofer M.J., Warginski N.R., Maxwell S.C., John Breyer и многие другие.

В работах Муслимова Р.Х., Жданова С.А., Гуторова Ю.А., Насыбуллина А.В., Распопова А.В. показано, что для выбора эффективных технологий

увеличения нефтеотдачи пластов следует детально изучать геологию эксплуатируемых месторождений для определения степени сложности выработки разных категорий запасов. Очевидно, что новые технологии повышения КИН и интенсификации добычи нефти посредством проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) должны разрабатываться адресно для каждого месторождения и эксплуатационного объекта.

Большинство существующих методик планирования геолого-технических мероприятий решает узкий круг задач и зачастую не учитывает изменение геолого-физических свойств залежей в процессе разработки приуроченных к ним запасов, что, в свою очередь, обуславливает актуальность разработки научно-методологических подходов по установлению структурных связей между изменяющимися геолого-физическими свойствами месторождений с ТриЗ, проблемами их разработки и граничными условиями эффективного применения технологий.

Цель исследования – разработка теоретических подходов, методологии и научно обоснованных технологических решений по эффективной разработке месторождений углеводородов Припятского прогиба.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие **задачи**:

1. Анализ и оценка соответствия существующих подходов к применению новых технологий разработки месторождений углеводородов для условий Припятского прогиба. Разработка алгоритма применения комплекса новых технологий для повышения эффективности выработки ТриЗ, устанавливающего структурные связи между их геолого-геофизическими свойствами, проблемами разработки и граничными условиями эффективного применения технологий, в рамках системно-адресного подхода.

2. Исследование особенностей формирования и геологического строения залежей нефти месторождений Припятского прогиба, что позволяет оценить потенциал освоения месторождений с ТриЗ и нетрадиционными коллекторами, а также обосновать направления совершенствования существующих и разработки новых технологических решений.

3. Разработка научно обоснованных технологических решений, направленных на повышение эффективности нефтеизвлечения в обводненных зонах пласта с высокой выработкой запасов, характеризующихся наличием боковых стволов в структуре эксплуатационного фонда. Определение оптимальных параметров применения технологии циклического дренирования участка залежи основным и боковым стволами, в том числе обоснование периода сегрегации нефти при реализации предложенной технологии.

4. Обоснование технологии эффективной эксплуатации карбонатного коллектора трещинно-порового типа, обеспечивающей массообмен в системе «матрица – трещины – скважина» посредством циклического комплексного воздействия на продуктивные пласты. Оценка величины перепада давления между матрицей и трещинами коллектора, необходимой для гидродинамического воздействия в соответствии с предложенной технологией.

5. Разработка подходов к проектированию архитектуры скважин и их размещению, позволяющих осваивать запасы нефти в нетрадиционных коллекто-

рах, на основании комплексного анализа геолого-физических параметров, материалов геохимических и геомеханических исследований. Выделение критериев выбора зон заложения новых добывающих скважин в залежах нефти, приуроченных к нетрадиционным коллекторам.

6. Разработка механизма, интегрирующего комплекс геолого-промысловых критериев, позволяющего осуществлять системное адресное планирование применения предложенных технологий, и его программная реализация, дающая возможность осуществлять цифровое планирование представленных технико-технологических решений.

Объектом исследования являются залежи нефти месторождений Припятского прогиба, характеризующиеся сложной структурой извлекаемых запасов.

Предмет исследования – комплекс технологических решений, позволяющих осуществлять эффективное извлечение углеводородов в рассматриваемых геолого-технологических условиях.

Научная новизна и теоретическая значимость исследования представлены следующими положениями:

1. Впервые установлено, что формирование залежи нефти в нетрадиционных коллекторах I–III пачки Речицкого месторождения происходило в условиях генерирования углеводородов из собственного органического вещества (ОВ) и их миграции из погруженной части Речицко-Шатилковской ступени. Результаты выполненных пиролитических исследований ядра и расчетов коэффициента трансформации органического вещества позволяют прогнозировать зоны локализации запасов углеводородов в нетрадиционных коллекторах других участков их распространения в Припятском прогибе.

2. Впервые для месторождений Припятского прогиба на основании гидродинамического моделирования и данных промысловых экспериментов разработан подход к оценке продолжительности периода сегрегации нефти, позволяющий корректно обосновать значения параметров реализации технологии совместной эксплуатации основного и бокового стволов скважин.

3. Впервые для геолого-физических условий нефтяных месторождений Припятского прогиба установлена зависимость начального градиента фильтрации от абсолютной проницаемости матрицы коллектора, что позволило обосновать применимость нестационарного (циклического) воздействия посредством многоэтапного регулирования амплитуды и градиента давления между блоками и трещинами.

4. Научно обоснована возможность полного использования упругой энергии истощенных залежей с низким пластовым давлением и снижения пластового давления до предельного, близкого к нулю, исключая риск смятия эксплуатационной колонны и позволяющая увеличивать конечный КИН.

5. Установлена возможность повышения фильтрационных свойств низкопроницаемых засоленных коллекторов при воздействии на них пресной или подкисленной водой, что является основой эффективных технологий освоения и эксплуатации скважин в указанных осложненных условиях. Для условий Березинского месторождения получена зависимость прироста коэффициента продуктивности скважин от объема используемого агента.

6. По данным выполненных комплексных исследований керна получены зависимости между основными упругими и прочностными свойствами нетрадиционных коллекторов Припятского прогиба, что является теоретической основой разработки технологий заканчивания и эксплуатации скважин в нетрадиционных коллекторах.

Практическая значимость

1. Разработан универсальный алгоритм системно-адресного планирования новых технологий разработки ТриЗ, устанавливающий структурные связи между геолого-геофизическими свойствами ТриЗ, проблемами их разработки и граничными условиями эффективного применения технологий.

2. Разработана и внедрена для месторождений Припятского прогиба классификация ТриЗ с дифференциацией их на отдельные классы по свойствам нефти, неблагоприятным характеристикам коллекторов и технологическим проблемам разработки, что позволило выявить групповые характеристики объектов для дифференцированного подбора адресных технологий воздействия с целью увеличения темпов отбора и КИН.

3. Разработанная схема обоснования зон первичного вскрытия нетрадиционных коллекторов Припятского прогиба позволила реализовать первый системный проект с оптимальной траекторией скважины и длиной ее горизонтального участка, технологией заканчивания и освоения, что обеспечило увеличение в три раза темпа извлечения ТриЗ.

4. Разработана и реализована недропользователем адресная программа интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Припятского прогиба в рамках предложенных подходов и технологий.

5. Установлены оптимальные условия и режимы практической реализации предложенных технологий, обоснованы геолого-промысловые критерии их эффективного применения, спрогнозированы ожидаемые приросты КИН. Практическое внедрение предложенных технологий на нефтяных месторождениях Припятского прогиба показало их эффективность: так, дополнительно получено более 3,0 млн т нефти, по ряду залежей зафиксировано увеличение КИН на 3–5 %.

Основные положения диссертации легли в основу программ опытно-промысловых работ (2019–2025 гг.), направленных на интенсификацию добычи нефти на объектах Припятского прогиба.

Методы и методология исследования. Методологическую и методическую основу работы составляют теоретическое обобщение и критический анализ зарубежного и отечественного опыта по внедрению технологий разработки ТриЗ. При участии автора выполнены лабораторные и фильтрационные исследования, направленные на изучение технологических процессов и создание композиций реагентов для воздействия на ТриЗ нефти. Проведены вычислительные эксперименты с применением геолого-гидродинамического моделирования (ГГДМ), разработаны и реализованы программы лабораторных и промысловых исследований, обобщены их результаты.

Положения, выносимые на защиту

1. Научное обоснование механизма формирования залежей нефти в нетрадиционных коллекторах, характеризующего плотность начальных извлекаемых запасов I–III пачки Речицкого месторождения и позволяющего прогнозировать наличие промышленных запасов нефти в залежах со схожим геологическим строением.

2. Подход к оценке продолжительности периода сегрегации нефти, позволяющий корректно обосновать значения параметров реализации технологии реэксплуатации при циклическом дренировании остаточных запасов основным и боковым стволом скважины.

3. Научное обоснование применимости нестационарного (циклического) воздействия посредством многоэтапного регулирования амплитуды и градиента давления между блоками и трещинами, включающее исследование зависимости начального градиента фильтрации от абсолютной проницаемости матрицы коллектора.

4. Принципиальная схема проектирования архитектуры скважин и их размещения для освоения запасов в нетрадиционных коллекторах, на основании комплексного анализа геолого-физических параметров, материалов геохимических и геомеханических исследований. Критерии выбора зон заложения новых добывающих скважин в залежах нефти, приуроченных к нетрадиционным коллекторам.

5. Способ разработки истощенных залежей нефти с полным использованием упругой энергии, исключающий риск смятия эксплуатационной колонны и позволяющий увеличивать конечный КИН.

6. Механизм системного адресного планирования применения предложенных технологий по комплексу геолого-промысловых критериев.

Степень достоверности

Степень достоверности результатов исследований определяется обработкой значительного объема эмпирических данных, применением современного лабораторного оборудования для проведения фильтрационных экспериментов, результатами стандартных и специальных керновых исследований, ГГДМ, а также реализацией программ промысловых испытаний и фактического внедрения.

Апробация результатов работы

Результаты работы доложены и обсуждены на международной научно-практической конференции «Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века» (г. Гомель, 2011); международной научно-практической конференции «Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов» (г. Речица, 2012); международной научно-практической конференции «Эффективные технологии разработки залежей углеводородов» (г. Речица, 2013); на IV Международном научном симпозиуме «Теория и практика приме-

нения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (г. Москва, 2013); международной научно-технологической конференции «Разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа – новые технологии, новые вызовы» (г. Краков, 2008, 2014); на V Международном научном симпозиуме «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» (г. Москва, 2015); на III Российском нефтегазовом саммите «Разведка и добыча» (г. Москва, 2015); на I Евразийском горно-геологическом форуме (г. Минск, 2016); на российском нефтегазовом саммите «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы» (г. Москва, 2016); на технической конференции SPE «Разработка месторождений с карбонатными отложениями» (г. Москва, 2017); на технической конференции SPE «Трудноизвлекаемые запасы» (г. Минск, 2018); на XII Международной научно-технической конференции «Современные проблемы машиноведения» (г. Гомель, 2018), на международной конференции Европейской ассоциации инженеров-геологов и геофизиков EAGE (г. Санкт-Петербург, 2018, г. Москва, 2019), на 8-й Международной конференции «Колтюбинг. ГРП. Буровые сервисы. Геология и геофизика» (г. Львов, 2021), на Российской отраслевой энергетической конференции (г. Москва, 2023).

Публикации

По материалам диссертационного исследования опубликовано 43 печатные работы: в том числе 12 статей в журналах, входящих в перечень изданий, рекомендованных ВАК РФ, шесть статей в изданиях, включенных в международные реферативные базы данных и системы цитирования, шесть патентов ЕАПВ на изобретение, две монографии.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, шести разделов, выводов и заключения. Содержит 334 страницы компьютерного текста, включая 118 рисунков, 49 таблиц, библиографический список использованной литературы из 275 наименований и приложение.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна, теоретическая и практическая значимость.

В первом разделе представлены методические основы планирования технологий повышения эффективности разработки ТРИЗ.

По состоянию на 01.01.2021 в Припятском прогибе остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) категорий АВС₁ составляют 44,7 млн т, категории С₂ – 7,9 млн т. Накопленная добыча нефти составила 75,6 % от объема разведанных запасов. Перспективные ресурсы нефти категории Д₀ учтены на 67 перспективных площадях и четырех месторождениях в количестве 17,171 млн т. Распределение ОИЗ по группам месторождений представлено на Рисунке 1 и Таблице 1.

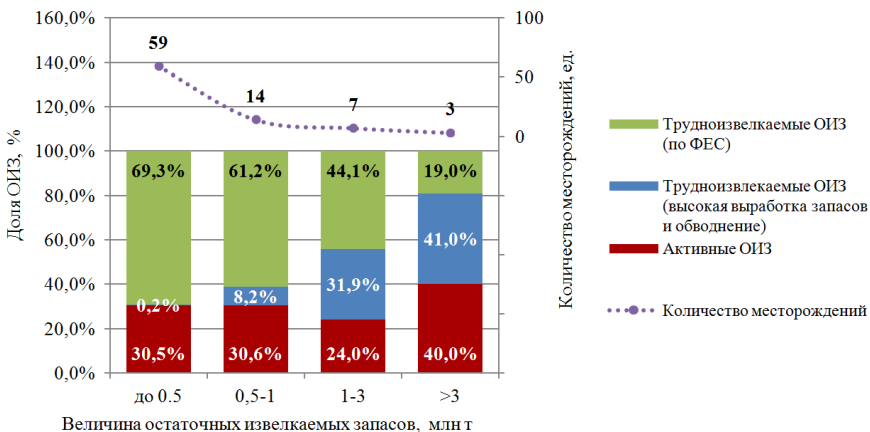


Рисунок 1 – Распределение ОИЗ нефти месторождений месторождения Припятского прогиба

Таблица 1 – Текущие темпы освоения извлекаемых запасов на разрабатываемых месторождениях

№ группы м/р	Объемы ОИЗ, млн т	Наименование группы	Количество м/р в группе	ОИЗ, %			Годовые темпы отбора запасов, % от остаточных запасов		
				суммарные	активные	ТрИЗ	суммарных	активных	ТрИЗ
1	< 0,5	Очень мелкие	59	16,8	5,8	11,0	2,6	5,7	1,3
2	0,5–1,0	Мелкие	14	19,6	7,6	12,0	3,4	7,2	1,8
3	> 1,0–3,0	Средние	7	22,8	12,8	10,0	3,1	10,1	1,0
4	> 3,0	Крупные	3	40,8	7,8	33,0	4,2	8,8	1,1
		Всего	83	100	34,0	66,0	3,5	8,2	1,2

Разведанные извлекаемые запасы сосредоточены в очень мелких и мелких залежах с низкопроницаемыми коллекторами, причем их большая часть относится к ТрИЗ. Кроме того, в пределах Припятского прогиба имеется 16 консервированных месторождений с суммарными ОИЗ 3,497 млн т, или 8,25 % от объема извлекаемых запасов. С учетом месторождений, которые находятся в консервации, объем ТрИЗ нефти Припятского прогиба составляет 31,477 млн т, или 67,1 % от суммарных ОИЗ региона.

Для разработки технологий увеличения темпов отбора и КИН ТрИЗ необходимо определить, на какие элементы их свойств должно быть направлено воздействие для достижения поставленных задач. С учетом известных в Российской Федерации классификаций ТрИЗ и особенностей залежей месторождений Припятского прогиба, ТрИЗ разделены на группы (классы) по близким значениям геолого-геофизических свойств и проблем разработки (Таблица 2).

Таблица 2 – Классификация ТриЗ нефти Припятского прогиба

Группа	Класс	Критерии выделения	Проблемы разработки	Остаточные геологические запасы (ОГЗ) нефти на 01.01.2022	
				По фактору, тыс. т	Доля группы в объеме ТриЗ, %
Аномальная нефть	Тяжелая, вязкая нефть	Вязкость в пластовых условиях больше 30 мПа·с	Большое различие между вязкостью вытесняемого и вытесняющего агентов; большие глубины залегания залежей; небольшие размеры залежей	749	0,7
	Высокий газовый фактор	ГФ > 500 м ³ /т		748	
Неблагоприятные характеристики коллекторов	Запасы в низкопроницаемых коллекторах	Проницаемость < 0,01 мкм ² ; пористость для терригенных коллекторов < 8 %; карбонатных коллекторов < 4 %	Имеется пропеластик незначительной мощности с наличием суперколлекторов с проницаемостью свыше 0,3 мкм ² ; низкий охват пластов дренажным; низкие коэффициенты вытеснения нефти из пористой среды; ингензивное нарастание обводненности продукции	35 150	19,4
	Запасы в нетрадиционных коллекторах	Проницаемость < 0,001 мкм ² ; пористость карбонатных коллекторов < 4 %		4861	
Неблагоприятные технологические условия разработки	Запасы в залежах на больших глубинах	Глубина залегания более 4500 м	–	226	
	Запасы перелестивных участков нетрадиционных коллекторов вне разрабатываемых месторождений	Проницаемость < 0,001 мкм ² ; пористость карбонатных коллекторов < 4 %		430 861*	–
Неблагоприятные технологические условия разработки	Выработанные (истощенные) запасы крупных и средних месторождений на последней стадии разработки	Выработанность > 0,7 НИЗ	Опережающая выработка высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторов; формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах, зачехленных участках; быстрый рост обводненности и снижение темпов отбора; добыча нефти сопровождается значительными объемами попутно добываемой воды и низкими темпами отбора	160 142	79,9
	Подгазовые (кондеат)	–		192	
ТриЗ, ВСЕГО	Запасы залежей разрабатываемых и законсервированных месторождений, вскрытых одиночными скважинами	ОИЗ ≤ 300 тыс. т нефти; проницаемость < 0,01 мкм ² ; пористость для терригенных коллекторов < 8 %; карбонатных коллекторов < 4 %	Залежи вскрыты одиночными скважинами; разбуривание залежей дополнительным фондом скважин экономически не целесообразно; отсутствие влияния законтурной области; разработка на уругтозамкнутом режиме до полного истощения пластовой энергии; достигаемый КИН не превышает 3–7 %	207 689	67 **
	–	–		5621	

Примечание:

*на начальные геологические ресурсы углеводородов;

**доля от суммарных начальных геологических запасов.

Среди выделенных классов ТриЗ запасы, достаточные для рентабельного освоения с применением новых технологий, имеются: в нетрадиционных коллекторах; залежах, вскрытых одиночными скважинами; заводненными залежах основных месторождений, находящихся на последней стадии разработки; низкопроницаемых коллекторах.

Кроме существующих проблем разработки выработанных (истощенных) крупных и средних месторождений на последней стадии разработки, запасов в низкопроницаемых коллекторах и законсервированных месторождений, вскрытых одиночными скважинами, необходимо решение прикладных задач освоения низко- и сверхнизкопроницаемых нефтегазонасыщенных коллекторов.

В условиях дефицита ресурсной базы УВ в пределах Припятского прогиба разработка и внедрение технологий, способствующих увеличению темпов отбора нефти из каждой категории ТриЗ, позволит не только стабилизировать, но и нарастить годовые уровни добычи, а увеличение коэффициента извлечения ТриЗ до 30–40 % позволит дополнительно добыть не менее 20–25 млн т нефти. Поэтому необходима разработка и внедрение новых эффективных методов воздействия на продуктивные пласты и призабойную зону скважин.

При этом, обосновывая создание, адаптацию и внедрение новых технологий, необходимо понимать, какие проблемы в разработке залежей нефти сможет решить та или иная технология и в каких граничных условиях геолого-геофизических свойств залежей она может быть эффективна, то есть необходимо системно-адресное планирование по созданию и дальнейшему эффективному применению технологий добычи нефти. В работе проанализированы существующие подходы к планированию технологий повышения эффективности разработки ТриЗ и установлено, что не рассматривается, каким образом выбирать направления разработки технологических решений добычи ТриЗ с новыми геолого-физическими особенностями, образовавшимися в результате разработки месторождений. Это позволило автору сделать заключение: решение выявленных проблем в разработке месторождений целесообразно связывать с соответствующим классом запасов и задачами их разработки. Теоретические основы научной концепции по системно-адресному планированию разработки технологий, предложенные автором, основаны на геолого-физических свойствах отдельных классов ТриЗ, на которые должно быть направлено воздействие. Итогом является разработанный универсальный алгоритм, устанавливающий структурные связи между геолого-физическими свойствами ТриЗ, проблемами их разработки и граничными условиями эффективного применения технологий, представленный на Рисунке 2. Разработанный системно-адресный подход предусматривает выполнение последовательных действий от определения основных геолого-физических характеристик (ГФХ) и проблем, не позволяющих эффективно вырабатывать ТриЗ, до обоснования численных критериев эффективного внедрения разработанных новых технологий.

Сопоставление классов ТриЗ с наличием промышленно внедряемых технологий показывает, что имеющийся арсенал технологий не может обеспечить рентабельной выработки ТриЗ на месторождениях Припятского прогиба.

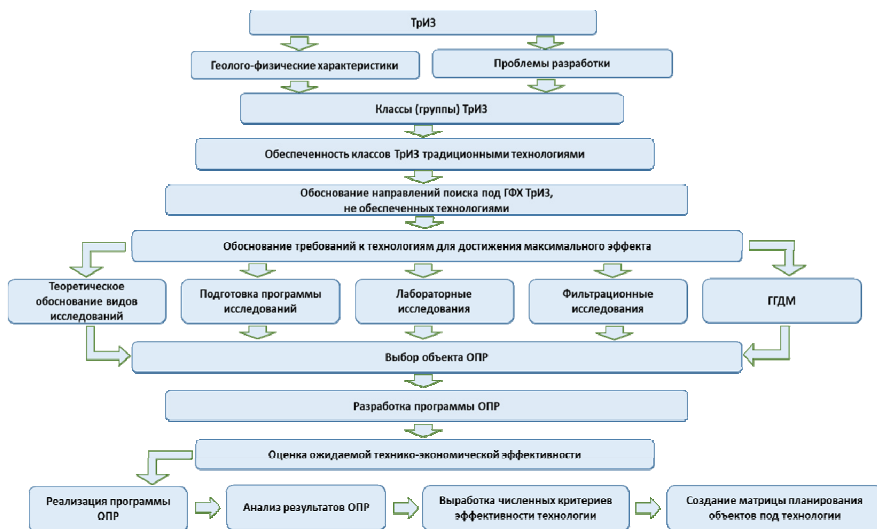


Рисунок 2 – Алгоритм системно-адресного планирования создания, адаптации и применения комплекса новых технологий для повышения эффективности выработки ТРИЗ

В связи с этим необходимо детальное изучение особенностей геологического строения, проблем разработки коллекторов с ТРИЗ и разработка новых технологий эффективного освоения месторождений на основе выделенных классов ТРИЗ.

Во втором разделе диссертации представлены результаты исследования геолого-физических особенностей и проблем разработки месторождений Припятского прогиба.

Карбонатные образования, такие как известняки и вторичные доломиты, являются главными коллекторами нефти в Припятском прогибе. Они развиты в межсолевой, подсолевой и внутрисолевой девонских толщах. Меньшей значимости являются терригенные образования, такие как песчаники и алевролиты, которые имеются в подсолевом девонском и верхнепротерозойском комплексах. Анализом результатов геофизических и керновых исследований установлена большая послойная и зональная неоднородность коллекторов (Таблица 3).

Большая часть осадочных пород представлена нетрадиционными нефтесодержащими коллекторами, которые согласно классификациям ряда российских авторов и на основании результатов выполненных исследований относятся к породам доманикового типа. Они характеризуются проницаемостью $\leq 0,001 \text{ км}^2$, содержанием органического вещества $\geq 2,5 \%$, наличием кремнезема, остатков раковин радиолярий, слоистой текстурой пород, пониженным содержанием терригенного материала. Температура пиролитического пика выше $430 \text{ }^\circ\text{C}$, отражательная способность витринита и значение индекса нефтенасыщения соответствуют главной зоне нефтеобразования. Следовательно, нетрадиционные коллекторы представлены нефтематеринской породой.

Таблица 3 – Сведения о свойствах коллекторов Припятского прогиба

Тип коллектора (по емкости)	Класс коллектора (по литологии)	Фильтрационно-емкостные свойства				
		Емкость пустот, %		Вид коллектора		
		пор	каверн	малопроницаемые (до 50 мД)	проницаемые (до 150 мД)	высокопроницаемые (более 150 мД)
Поровый	Карбонатный					
	– межсолевой	3–9	7–14	1–40	60–150	150–190
	– подсолевой	4–6	7–16	1–16	50–60	170–210
	Терригенный	16–25	отсутств.	10–50	50–70	отсутств.
Каверновый	Карбонатный					
	– внутрисолевой	3–5	10–22	20–41	80–112	430
	– межсолевой	3–5	10–22	20–41	80–112	–
	– подсолевой	3–7	12–25	3–50	50–110	170–310
Трещинный	Карбонатный	<4	отсутств.	12–50	отсутств.	310
	Терригенный	<3	отсутств.	5–28	отсутств.	310

Наибольший интерес для изучения нетрадиционных коллекторов представляет межсолевая петриковско-елецкая залежь (I–III пачки) Речицкого месторождения, которая выбрана для бурения первых экспериментальных скважин. В связи с этим в построенной геологической модели залежи выделены два наиболее перспективных участка с пористостью $\geq 8\%$, глинистостью $\leq 25\%$ и эффективной мощностью ≥ 8 м, пробурены скв. 310г и 292г Речицкого месторождения с горизонтальным заканчиванием и многостадийным 5-портовым гидроразрывом пласта (ГРП).

По результатам бурения скв. 310г и 292г подтвердилось геологическое строение, полученное в результате анализа геологических моделей и построенных карт геолого-физических свойств. Тем самым подтвердилась достоверность теоретических исследований автора и возможность вовлечения в разработку нетрадиционных коллекторов, которые ранее не рассматривались в качестве перспективных. Однако в процессе эксплуатации скв. 310г и 292г установлено интенсивное снижение дебита нефти и пластового давления. Например, по скважине 310г дебит нефти в течение первого года эксплуатации снизился до 5 т/сут. Повторный МГРП, проведенный в начале 2020 г., позволил увеличить дебит нефти до 9,5 т/сут, который к 01.01.2021 снизился до 3,2 т/сут (продукция безводная). Накопленная добыча нефти составила всего 4500 т. Это вызвано низкой проницаемостью ($0,067 \cdot 10^{-3}$ мкм²) нетрадиционных коллекторов и, как следствие, низким охватом пласта воздействием, что не обеспечивает восполнение пластовой энергии в зоне дренирования. Повторные МГРП позволяют за счет подключения новых зон дренирования увеличить дебит нефти, который в последующем снова начинает интенсивно снижаться. Поэтому необходимо расширение знаний о таких породах с детальным изучением их особенностей. Для этого автором разработана принципиальная схема их изучения (Рисунок 3).

В соответствии с этой схемой подготовлена и выполнена программа тематических исследований (2018) по изучению петрофизических, геохимических и геомеханических свойств нетрадиционных коллекторов. В результате исследований отложений I–III пачек Речицкого месторождения выполнена литологическая дифференциация пород по разрезу и по площади, обоснование генерации, миграции пластовых флюидов (исследовано 237 погонных метров керна).

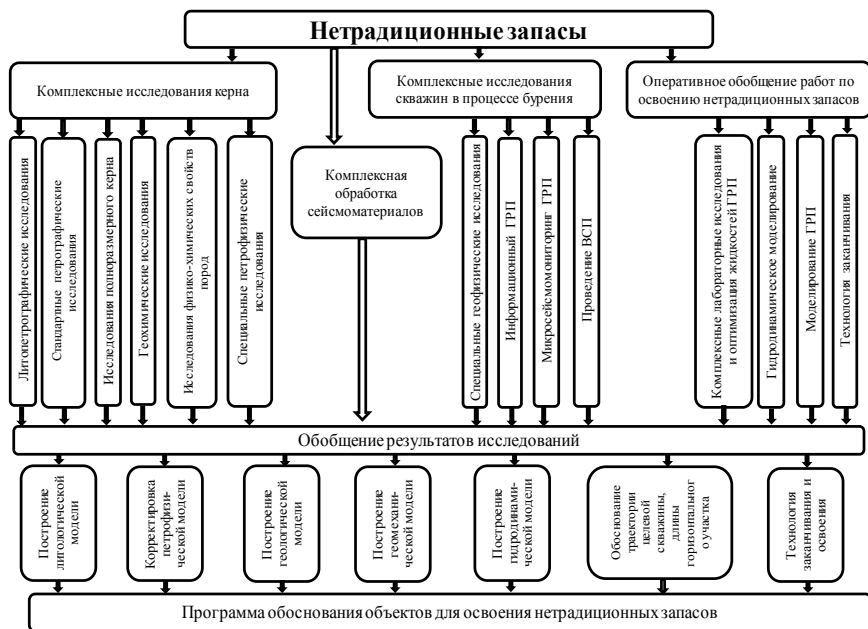


Рисунок 3 – Принципиальная схема исследования нетрадиционных коллекторов

Для оценки генерационного потенциала УВ отложений I–III пачки по результатам 1252 лабораторных исследований керна на пиролитическом анализаторе НАWK получены зависимости количества УВ, которое может образовываться при полной реализации генерационного потенциала (S_2 , мг УВ/г породы) от концентрации органического вещества в породе (ТОС, %) (Рисунок 4).

Потенциал можно определить из выражения:

$$S_2 = f(\text{ТОС}) = 0,2933 \cdot \text{ТОС}^2 + 4,3682 \cdot \text{ТОС} - 1,1514 (R^2 = 0,94) \quad (1)$$

Оценка потенциала пород отложений I–III пачки показала, что продуктов собственной генерации УВ органическим веществом, содержащимся в породах I–III пачек Речицкого месторождения, недостаточно для преодоления порога подвижности и образования их скоплений. Расчет коэффициента трансформации органического вещества в течение геологического времени показал, что плотность генерации УВ составляет от 0,2 до 0,5 млн т/км². В то же время плотность фактически содержащихся в породе УВ составляет 0,72 млн т/км². Таким образом, установлено, что формирование залежи нефти I–III пачки Речицкого месторождения происходило в два этапа: за счет генерирования УВ из собственного ОВ и за счет миграции УВ из погруженной части Речицко-Шатилковской ступени. Установленный механизм формирования нефтенасыщения позволил сделать выводы, что нетрадиционные коллекторы елецко-петриковских отложений на соседних место-

рождениях (площадях) также могут иметь потенциал по нефтенасыщению, сформированный аналогичным образом.

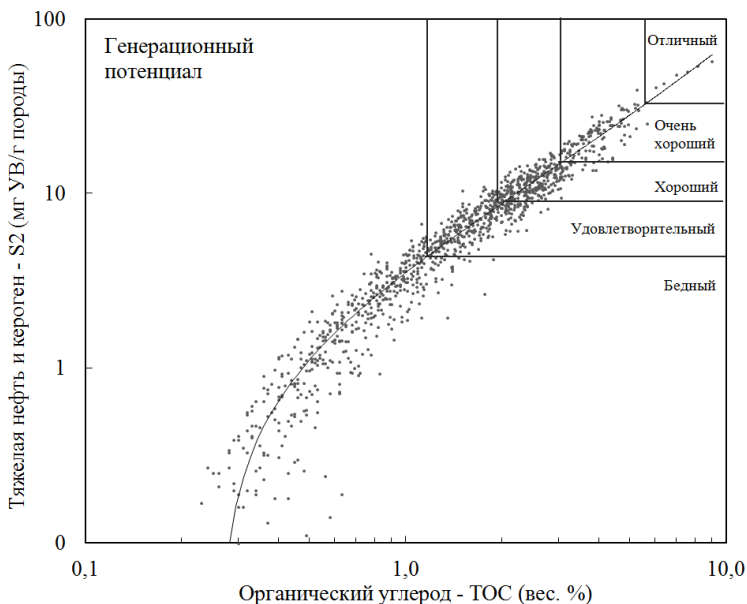


Рисунок 4 – Характеристика генерационного потенциала пород I – III пачки Речицкого месторождения по пиролитическим данным

На основании анализа битумоидов и по их групповому составу (скважина 328 Речицкая) установлено, что породы с наилучшими признаками нефтенасыщения приурочены к верхней части исследованного разреза. Это согласуется с результатами пиролитических исследований по другим скважинам, которые показали в верхних частях разреза петриковских отложений повышенные значения параметров S1, PI, TOC, OSI. Подтверждается это и обильными множественными признаками нефтеносности в керне, отобранном из I пачки и верхней части II пачки с уменьшением таковых в нижней части II и III пачек.

На основании полученных сведений получен вывод о значимости структурного (структурно-литологического) фактора при выборе точек заложения скважин в нетрадиционных коллекторах. Возможная отметка предполагаемого водонефтяного контакта (ВНК) залежи углеводородов в I–II пачках Речицкого месторождения составляет –1885 м. Выше этой отметки отмечены аномальные значения ряда геохимических показателей в разрезах исследованных скважин. Тот факт, что в разрезе повышенные показания геохимических параметров тяготеют к интервалам под флюидоупором (что имеет место в данном случае), также свидетельствует о возможной миграции углеводородов внутри межсолоевой толщи.

Петрографическими исследованиями по скважинам определены основные микролитотипы пород, слагающие разрез описываемых отложений. Установлено, что основной встречающийся микролитотип пород I–III пачки с тонкослоистой текстурой – это радиоляриты карбонатизированные с глинисто-кремнистым цементом. Отмечено присутствие раковин радиолярий во всех изученных интервалах отложений I–III пачек. На основании результатов лабораторных исследований геомеханических свойств пород разреза установлено (Таблица 4), что в I–III пачках лишь небольшая доля пород является хрупкими, а большая их часть характеризуется средней хрупкостью (BRIT от ~20–27 до 40 %).

Таблица 4 – Геофизическая характеристика пород I–III пачки Речицкого месторождения по степени хрупкости

Пачка	Характеристика по хрупкости	Хрупкость по ГИС (BRIT)	Коэффициент глинистости по ГИС (117 скв.)	Гамма-каротаж, мкР/ч	Гамма-гамма-каротаж плотностной, г/см ³	Время пробега волн (акустический каротаж), мкс/м	Среднее содержание в разрезе (по толщине), %
1	Пластичные	< 18	0,24–0,88	2,92–9,2	2,43–2,56	229–298	9
	Средней хрупкости	18–40	0,127–0,61	1,85–7,91	2,31–2,65	202–313	68
	Хрупкие	> 40	0,124–0,61	2–4,2	2,46–2,56	213–264	23
2	Пластичные	< 27	0,28–0,9	3,15–12,07	2,32–2,65	226–315,6	31
	Средней хрупкости	21–45	0,07–0,74	1,45–8,6	2,4–2,64	206–306	52
	Хрупкие	> 40	0,07–0,6	1,45–8,91	2,41–2,6	204–266	17
3	Пластичные	< 17	0,72–0,88	5,7–12,8	2,51–2,6	232–240	18
	Средней хрупкости	17–43	0,49–0,72	4,4–11,2	2,53–2,67	197–255	76
	Хрупкие	> 43	–	2,2–6,4	2,57–2,58	180–218	6

Таким образом, комплексными лабораторными и промысловыми исследованиями обоснована и подтверждена результатами бурения и эксплуатации добывающих скважин возможность освоения и разработки залежей в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба (в полном объеме результаты исследований приведены в тексте диссертационной работы). Предложено разработку нетрадиционных коллекторов начать в пределах наиболее крупных, истощенных («зрелых») месторождений, обеспеченных всей инфраструктурой добычи. Первый опыт бурения двух горизонтальных скважин на нетрадиционные коллекторы I – III пачек Речицкого месторождения с МГРП подтвердил данный вывод.

В третьем разделе диссертации представлены результаты разработки технологии освоения ТриЗ в заводненных зонах.

Продуктивные пласты месторождений Припятского прогиба отличаются высокой степенью неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), сложностью строения емкостного пространства с системами трещин различной генерации, направленности и раскрытости. Например, как показали результаты трассирования фильтрационных потоков на подсолевой залежи Вишанского и других месторождений, скорость продвижения закачиваемой воды по высокопроницаемым промытым зонам и трещинам достигает 1,0–1,5 км/сут. Из-за этого созданная система вытеснения путем закачки воды на отдельных участках залежей имеет низкую эффективность.

По ряду залежей на начальной стадии разработки до организации системы ППД из-за снижения пластового давления значительно ниже начального за счет роста эффективного давления происходит смыкание трещин, уменьшается их сечение, снижается раскрытость пор и проницаемость пласта (Рисунок 5).

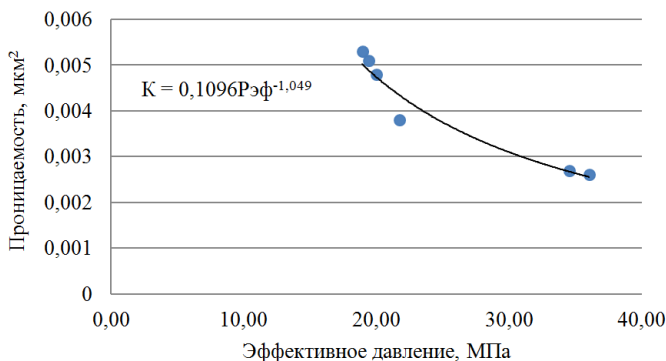


Рисунок 5 – График зависимости проницаемости от эффективного давления по результатам гидродинамических исследований скважины 60s2 Тишковского месторождения

Из данных Рисунок 5 видно, что в результате роста эффективного давления от 20 до 38 МПа проницаемость пласта снижается в 1,5–2,0 раза, что обуславливает отключение части прослоев и зон пласта от процесса вытеснения. Для достижения проектного коэффициента извлечения нефти на таких залежах внедряются различные технологические мероприятия, одним из которых является бурение боковых стволов.

В то же время в ходе диссертационного исследования установлено, что в зонах эксплуатации основных стволов, остановленных по причине предельного обводнения добывающей продукции и из которых пробурены боковые стволы, сосредоточены значительные остаточные запасы рассеянной (разубоженной в результате разработки) по разрезу нефти. В течение периода покоя зоны пласта вокруг основного ствола за счет гравитационно-капиллярной сегрегации происходит увеличение нефтенасыщенности коллекторов до значений, близких к начальным. Ввод в эксплуатацию скважин, остановленных по причине предельного обводнения, через 2 – 20 лет после остановки показал, что они вступали в эксплуатацию с обводненностью добываемой продукции от 10 % (скважина 67 Первомайская) до 99,3 % (скважина 36 Осташковичская). При этом накопленная добыча нефти достигала 57 тыс. т (скважина 34 Речицкая) – 74 тыс. т (скважина 79 Осташковичская), что составляло от 34,7 и 45,3 % от объемов добычи до предельного обводнения скважин при первом цикле эксплуатации соответственно. Это свидетельствует, что в дренируемых скважинами зонах пластов после предельного обводнения добываемой продукции еще остаются значительные запасы нефти. В связи с этим разработана и запатентована (Евразийский патент на изобретение № 038423) технология разработки ТРИЗ, которая заключается в многоэтапной циклической рэксплуатации основного и бокового ствола с уче-

том периодов гравитационно-капиллярной сегрегации нефти в зонах дренирования. После достижения предельного обводнения продукции скважины основной ствол изолируется от пласта путем установки пакера или разбуриваемой пробки. Выше пакера в невыработанную или слабо выработанную зону бурится второй ствол, который затем вводится в эксплуатацию. После достижения предельной обводненности добываемой продукции второй ствол также изолируется установкой пакера. Добыча возобновляется из основного ствола путем извлечения установленного ранее пакера.

Для определения периода сегрегации нефти доказана лабораторными (выполнено 14 экспериментов), промысловыми исследованиями и ГГДМ применимость следующих аналитических зависимостей Еременко Н.А., Желтова Ю.В. и других исследователей для массивной (2) и пластовой (3) залежей нефти:

$$t_c = 1,7 \frac{\mu_n \cdot H}{\Delta\gamma k}, \quad (2)$$

$$T_c = 1,7 \frac{\mu_n \cdot L}{\Delta\gamma k \cdot \sin\alpha}, \quad (3)$$

где $\Delta\gamma$ – разность плотностей пластовых флюидов, кг/м³; μ_n – вязкости нефти, мПа·с; k – проницаемость, мкм²; H – мощность пласта, м; α – угол залегания пласта, L – расстояние вдоль кровли пласта, м.

На основе аналитических исследований и гидродинамического моделирования обосновано время эксплуатации основного и бокового ствола, которое находится в пределах 8–15 лет, и разработана технология реэксплуатации. Выполненные расчеты на ГГДМ для массивной залежи нефти, представленной порово-каверново-трещинным карбонатным коллектором со средней пористостью 7 % и проницаемостью 0,04 мкм², показывают, что дополнительная добыча нефти в варианте с периодической их реэксплуатацией, по сравнению с базовым вариантом (эксплуатация основного и бокового ствола до полного их обводнения), увеличивается на 29 %, при этом максимальный эффект наблюдается уже на втором цикле реэксплуатации стволов. Благодаря технологии возможно увеличение конечного КИН на 10,1 %. Технология включена для выполнения опытно-промысловых испытаний в программу ГТМ РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на 2021–2023 гг.

В связи с высокой степенью расчлененности и неоднородности карбонатных коллекторов по проницаемости от нагнетательных к добывающим скважинам сформировалась система промытых каналов по высокопроницаемым пропласткам, по которым происходит фильтрация закачиваемой воды без совершения работы по вытеснению. Применение нестационарного заводнения на ряде объектов Припятского прогиба показало низкую эффективность, так как классическое циклическое воздействие в карбонатном пласте с развитой системой трещиноватости приводит к прорыву воды к забоям добывающих скважин и интенсивному росту обводненности добываемой продукции. В связи с этим для повышения нефтеотдачи пластов автором предложен и апробирован способ комплексного физико-гидродинамического воздействия, который заключается в

создании и периодическом изменении градиентов давления между промытыми зонами или трещинами и низкопроницаемыми невыработанными зонами или блоками для активизации фильтрационных и капиллярных процессов между высоко- и низкопроницаемыми разностями пород. После определенного периода стабилизации энергетического состояния и затухания фильтрационных и капиллярных процессов, возникших за счет созданных градиентов давления, необходимо путем изменения величины отборов закачки поменять градиенты давления расчетного периода таким образом, чтобы были созданы нестационарные режимы между водо- и нефтенасыщенными зонами.

Для создания условий перетока нефти из матрицы в трещины необходимо обеспечить достаточный перепад давления (dP , МПа), который зависит от размера блока матрицы и начального градиента фильтрации:

$$dP = I_n \cdot h, \quad (4)$$

где h – толщина низкопроницаемого пропластка (размер блока матрицы), м; I_n – начальный градиент фильтрации, МПа/м.

Для низкопроницаемых карбонатных пород порового типа Shegli Chagqing, которые можно рассматривать как матрицу, китайскими исследователями Xiong, Yi установлена зависимость начального градиента фильтрации от абсолютной проницаемости. Автором на фильтрационной установке проведены исследования по определению начального градиента фильтрации пластового флюида на низкопроницаемых карбонатных образцах керна из матрицы месторождений Припятского прогиба (более 50 экспериментов) и нанесены на график зависимости градиента давления от проницаемости, полученные китайскими исследователями (Рисунок 6).

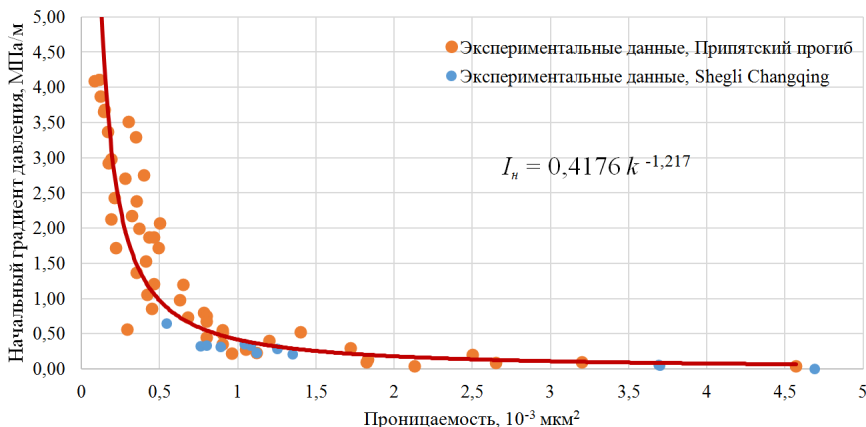


Рисунок 6 – Зависимость начального градиента давления фильтрации от проницаемости для карбонатных пород порового типа (матрицы)

Как видно из данных Рисунок 6, результаты определения начального градиента фильтрации для низкопроницаемых коллекторов Припятского прогиба

хорошо согласуются с зависимостью, установленной китайскими исследователями Xiong, Yi для низкопроницаемых карбонатных пород порового типа Shegli Chagqing, которые аппроксимированы следующим выражением:

$$I_{н} = 0,4176 k^{-1,217} (R^2 = 0,8527), \quad (5)$$

где k – абсолютная проницаемость коллектора, мД.

Обратная зависимость начального градиента фильтрации от коэффициента проницаемости матрицы имеет физический смысл и подтверждает наличие эффектов обмена флюидами между трещинами и низкопроницаемой матрицей коллекторов. Чем меньше проницаемость, тем более высокий градиент давления необходим для возникновения движения флюида из матрицы в трещины. При проницаемости коллектора более 3 мД начальные градиенты фильтрации имеют минимальные значения.

Для поровых карбонатных пород наблюдается единая тенденция увеличения начального градиента фильтрации при снижении абсолютной проницаемости. В связи с этим принято решение использовать эту зависимость для расчета начального градиента фильтрации из низкопроницаемых блоков матрицы месторождений нефти Припятского прогиба. С учетом зависимостей (4) и (5) рассчитаны минимальные перепады давления, обеспечивающие начало фильтрации флюидов из низкопроницаемых блоков матрицы в трещины для залежей нефти, планируемых к опробованию предлагаемой технологии гидродинамического воздействия (Таблица 5).

Таблица 5 – Рекомендуемые перепады давления между матрицей и трещинами для залежей нефти Припятского прогиба при гидродинамическом воздействии

Месторождение	Залежь	h , м	k , мД	$I_{н}$, МПа/м	dP , МПа
Вишанское	VI-SG	6	1,1	0,26	1,5
Речицкое	IV пачка	10	0,8	0,45	4,5
Тишковское	sm вст. блок	5	0,65	0,65	3,3

По результатам опытно-промысловых работ на семилукской залежи восточного блока Тишковского месторождения получен Евразийский патент (ЕАПВ № 037109) на способ разработки нефтяной залежи, который основывается на нестационарном (циклическом) нагнетании агента через нагнетательный фонд скважин. Во время работы добывающего фонда (отбор флюидов), через совокупность нагнетательных и добывающих скважин осуществляется адресное воздействие химическими реагентами на пласты. Путем периодических изменений градиентов давления между зонами нагнетания и отборов создают гидродинамические импульсы и нестационарные фильтрационные поля между промытыми зонами или трещинами и низкопроницаемыми невыработанными зонами или блоками путем многоэтапного регулирования амплитуды изменения давления:

– на первом этапе оптимизируют отборы жидкости путем регулирования депрессии в добывающих скважинах, обеспечивающей минимальную обводненность добываемой продукции и максимальные отборы нефти при постоянных объемах закачки воды с воздействием на залежь знакопеременным измене-

нием давления путем погрупповой остановки-запуска нагнетательных скважин с учетом возможности изменения направлений фильтрационных потоков;

– на втором этапе останавливают работу добывающего фонда скважин и осуществляют закачку воды во все нагнетательные скважины, предварительно закачав в них потокоотклоняющие реагенты, до восстановления давления в залежи до уровней, близких к начальному пластовому;

– на третьем этапе вводят в добычу с оптимизацией обводненности и максимальных уровней добычи нефти весь добывающий фонд при текущей компенсации отбора закачкой на уровне 100 %;

– на четвертом этапе останавливают работу нагнетательного фонда скважин при сохранении объема добычи добывающим фондом, а добычу ведут в таком режиме до снижения забойного давления в зоне отбора до значений, близких к давлению насыщения нефти газом, но не снижая их ниже давления насыщения;

– на пятом этапе осуществляется остановка добывающего фонда скважин, закачка потокоотклоняющих реагентов в нагнетательные скважины и последующее возобновление закачки воды с максимальной приемистостью до достижения пластовым давлением значений, близких к начальному пластовому, но не превышающих его.

Многоэтапное регулирование изменения амплитуды и градиентов давления в зоне отборов между блоками и трещинами, между связанными низко- и высокопроницаемыми пропластками многократно циклически повторяют и изменяют в пределах от давления, близкого к начальному пластовому, но не превышающего его, до давления, близкого к давлению насыщения, но не ниже него.

Таким образом, в результате выполненных исследований получена зависимость начального градиента фильтрации от абсолютной проницаемости матрицы коллектора для залежей месторождений Припятского прогиба и обоснована необходимая величина перепада давления между матрицей и трещинами. На четырех объектах внедрена разработанная технология: семилукская залежь восточного блока Тишковского, семилукская залежь второго блока Восточно-Первомайского, семилукская залежь Осташковичского и воронежско-саргаевская залежь Вишанского месторождений, что позволило на 01.01.2021 дополнительно получить более 25 тыс. т нефти и прирост КИН по перечисленным залежам на 0,25–0,39 %

Для вовлечения рассеянных запасов нефти в разработку на залежах с высокой обводненностью автором совместно с коллективом исполнителей разработан ряд программ по развитию, разработке и внедрению технологий увеличения темпов и рентабельности их извлечения. Одним из направлений развития технологий являются химические технологии воздействия, включавшие повышение нефтеотдачи пластов (ПНП) с закачкой потокоотклоняющих композиций.

Опыт работ по внедрению химических технологий ПНП (0,3 % DSGA + 0,037 % AX; 0,5 % ВПРГ; СНПХ 8310 1:1 и др.) в течение 2001–2017 гг. показал, что в условиях месторождений Припятского прогиба при выполнении таких работ обводненность добываемой продукции может снижаться от первых единиц до 10 %, а длительность эффекта достигать до 0,5–1,0 года. Применяемая технология позволяет выполнять обработки только околоствольной зоны пласта

ввиду приобретения потокоотклоняющими композициями своих структурно-механических свойств в течение 1–2 ч. При постоянной обработке пласта по данной технологии одними и теми же потокоотклоняющими составами через систему нагнетательных скважин по мере выработки запасов эффективность работ по ПНП снизилась до 0,1 т на 1 м³ закачанных в пласт потокоотклоняющих композиций. Обобщение результатов экспериментальных работ по ПНП потокоотклоняющими составами позволило разработать комплексный подход для подбора технологий повышения нефтеотдачи пластов, который адресно учитывает геолого-промысловые и технологические показатели разработки конкретного объекта воздействия (Рисунок 7).



Рисунок 7 – Схема комплексного подхода для подбора технологий химического воздействия на пласт

В результате выполнения комплекса лабораторных исследований (более 300 статических и 60 динамических) для условий карбонатных залежей Припятского прогиба разработаны на основе полиакриламидов (ПАА) новые потокоотклоняющие композиции пролонгированного действия. Преимуществом данных систем, по сравнению с традиционно применяемыми, является более продолжительное время гелеобразования (3–15 сут), что позволит воздействовать на удаленные зоны пласта. Разработаны шесть композиций следующего состава: 0,2 % ПАА FP-307 + 0,033 % ацетат хрома; 0,3 % ПАА FP-307 + 0,037 % ацетат хрома; 0,4 % ПАА FP-307 + 0,04 % ацетат хрома; 0,2 % ПАА FP-307 + 0,05 % бихромат калия + 0,1 % тиомочевина; 0,3% ПАА DSGA + 0,037 % ацетат хрома; 0,3 % ПАА AN-125 + 0,037 % ацетат хрома (Таблица 6). Исследования показали, что рассматриваемые композиции формируют гидрозкраны с остаточным фактором сопротивления в пределах от 11,76 до 50,71 ед., прочность которых обу-

словлена как величиной концентрации основных компонентов составов, так и величиной ФЕС пород (процедура проведения лабораторных исследований в полном объеме описана в тексте диссертационной работы). В результате применения технологии с разработанными потокоотклоняющими композициями на Речицком, Вишанском, Березинском, Давыдовском, Осташковичском месторождениях в 125 нагнетательных скважин закачали 188,6 тыс. м³ композиций. Дополнительная добыча нефти получена в объеме более 24 тыс. т. По большинству месторождений эффект продолжается.

Таблица 6 – Результаты фильтрационных исследований на составных керновых моделях пласта

Характеристика основных показателей композиций	Базовые композиции			Разработанные композиции					
Структура емкостного пространства залежей для проведения ПНП	Порово-трещинно-кавернозная			Порово-трещинно-кавернозная					
Тип композиции	Растворы на основе полиакрилами-дов марок FP 307 и AN 125	Осадкообразующие составы на основе полимеров и неорганических соединений	Сшитые полимерные системы с наполнителем (СПС + бентонитовый глинопорошок)	СПС ускоренного действия			СПС пролонгированного действия		
Состав композиции	содержание ПАА до 0,1 %	0,5–3,0 % ВПРГ (гипана, ОВП-1) + гидросиликат натрия	FP 307 (AN 125) до 0,1% + АХ до 0,01% + глинопорошок	0,2 % FP-307 + 0,033 АХ	0,3 % FP-307 + 0,037 АХ	0,4 % FP-307 + 0,04 АХ	0,2 % FP-307 + 0,05 % ВХК + 0,1 % ТМ	0,3 % DSGA + 0,037 % АХ	0,3 % AN-125 + 0,037 % АХ
Период гелеобразования, ч	2	2	2	24	24	24	48	72	72
ОФС, ед.	2,8 - 3,5	8,1–11,1	12,5–15,8	50,7	38,5	34,2	11,8	16,3	14,0

В четвертом разделе изложены результаты разработки и внедрения технологий увеличения КИН в залежах с ТриЗ, приуроченных к низкопроницаемым пластам.

Для ряда низкопроницаемых залежей характерна высокая неоднородность разреза и порового пространства карбонатных коллекторов, наличие в разрезах скважин так называемых «суперколлекторов», которые способствуют прорывам в течение короткого времени закачиваемой воды к забоям добывающих скважин. В качестве примера приведена скважина 62 Восточно-Первомайская, запущенная в эксплуатацию из семилукской залежи в начале 2005 г., в 2009 г. начала интенсивно обводняться. В результате детального изучения фильтрационных свойств пласта по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и трассерным исследованиям установлено наличие в разрезе залежи пропластков суперколлекторов, по которым и произошел прорыв воды от нагнетательных скважин. Это предположение подтвердили результаты трассерных исследований.

Скорости движения фильтрационных потоков по семилукской залежи Восточно-Первомайского месторождения достигают по отдельным пропласткам 3000–8000 м/сут. Аналогичная проблема отмечена и по ряду других залежей. Разработана технология «снижения активности суперколлектора» для решения данной проблемы, предусматривающая разделение во времени периодов отборов и закачки жидкости, что снижает перепады давления между зоной нагнетания и отборов, предотвращает преждевременные прорывы воды.

На начальной стадии залежь с наличием «суперколлекторов» разрабатывается на естественном режиме. После снижения пластового давления добывающий фонд останавливают и запускают в работу нагнетательные скважины, поднимая давление в залежи до уровня 0,8 от начального пластового давления. После восстановления в зоне отбора пластового давления работу нагнетательного фонда прекращают и ожидают выравнивания давления между зоной нагнетания и зоной отборов, низкопроницаемыми и высокопроницаемыми разностями пород-коллекторов. После выравнивания давления в залежи запускают в работу добывающий фонд скважин. Таким образом, чередуя периоды отборов и закачки, предотвращают большие перепады давления между зонами нагнетания и отборов и преждевременные прорывы закачиваемой воды по интервалам пород с «суперколлекторами».

Средний фактический пророст КИН, полученный в результате внедрения разработанной технологии для 11 объектов разработки Припятского прогиба, составил 5,2 %, максимальный текущий – 11,6 %, суммарная дополнительная добыча нефти – 394 тыс. т.

Расчеты на ГГДМ показывают, что технология разработки залежей с «суперколлекторами» позволяет увеличивать конечный КИН на 15 % по сравнению технологией постоянных отборов пластового флюида и закачки вытесняющего агента.

В последние годы разработка месторождений Припятского прогиба связана с активным применением скважин сложной архитектуры (ССА), которых на текущий момент построено более 100 единиц. Для проектирования ССА с высокой ожидаемой технологической эффективностью эксплуатации разработана система экспертного ранжирования залежей нефти по эффективности их применения (Таблица 7).

Система экспертной оценки включает восемь основных геолого-геофизических параметров. Различным значениям каждого из параметров присвоены баллы от 0 до 4. Наибольшие значения баллов присваивались приоритетным значениям вышеперечисленных параметров, оказывающим максимальное влияние на формирование притока. Кроме того, каждому параметру задано весовое значение, которое отображает степень его важности по отношению к другим в иерархии влияния на приток к стволу скважины. Параметру, в зависимости от его диапазона, присваивался балл, далее с учетом уже веса параметра рассчитывался его удельный вес в общем массиве всех параметров по формуле:

$$K_{эф} = \frac{W_{\mu} \cdot B_{\mu} + WK_p \cdot BK_p + WK_{пес} \cdot BK_{пес} + WK \cdot BK + WT_{тиз} \cdot BT_{тиз} + W_{ОИЗ} \cdot B_{ОИЗ} + W_{gradP} \cdot B_{gradP} + Wh_{эф} \cdot Bh_{эф}}{W_{\mu} + WK_p + WK_{пес} + WK + WT_{тиз} + W_{ОИЗ} + W_{gradP} + Wh_{эф}} \quad (6)$$

где W_i и B_i – вес и балл соответствующего параметра i .

Таблица 7 – Система экспертного ранжирования залежей Припятского прогиба по эффективности применения ССА

Параметр	Вес (W)	Баллы (Bi)					Обоснование
		0	1	2	3	4	
Вязкость нефти в пластовых условиях (μ), сП	10	< 1	1–3	3–10	10–100	> 100	Подвижность нефти зависит от вязкости, ССА увеличивает охват пласта
Коэффициент расчлененности (K_p)	5	< 2	2–4	4–6	6–8	> 8	Коэффициенты расчлененности и песчанности являются показателями неоднородности пласта. ССА позволяют вовлечь в разработку запасы из неоднородных коллекторов
Песчанность ($K_{пес}$)	5	> 0,9	0,9–0,7	0,7–0,5	0,5–0,3	< 0,3	
Проницаемость коллекторов (K), мкм ²	10	> 1	1–0,1	0,1–0,01	0,01–0,005	0,005–0,001	Чем выше проницаемость, тем больше радиус дренирования и степень интерференции между стволами МЗС, а значит тем ниже эффективность
Темп отбора от текущих извлекаемых запасов ($\Gamma_{пр}$), %	3	> 16	16–8	8–4	2–4	< 2	Темп отбора косвенно указывает на неэффективность существующей системы разработки, где ССА может быть эффективна
Остаточные извлекаемые запасы на 1 скв (ОИЗ), тыс.т	3	< 10	10–15	15–20	20–25	> 25	Применение ССА на месторождениях с незначительными запасами нецелесообразно, так же как и с большими ОИЗ, где хороший темп отборов обусловлен уже сложившейся системой разработки
Градиент пластового давления ($gradP$), МПа/100 м	5	< 0,5	0,5–0,65	0,65–0,8	0,8–1	> 1	При пониженном пластовом давлении в залежи эффективность бурения скважин резко снижается
		Баллы					
		0	2	4	2	0	
Эффективная нефтенасыщенная толщина ($h_{эф}$), м	5	< 5	5–10	10–15	15–20	> 20	Чем меньше эффективная нефтенасыщенная толщина, тем выше относительная эффективность горизонтального ствола. С другой стороны, чем эффективная нефтенасыщенная толщина больше, тем выше эффективность вертикальных стволов по сравнению с горизонтальными и многозабойными

По разработанной экспертной системе проведено ранжирование 217 залежей и получен массив данных, в котором для каждой залежи Припятского прогиба получено определенное значение коэффициента эффективности строительства ССА. Коэффициенты изменялись от 0,56 до 3,62. Сопоставление кратности прироста дебита нефти с коэффициентом эффективности строительства ССА (Рисунок 8) на 16 объектах показало, что технологический эффект можно получить только на залежах, имеющих значения коэффициента более 2,25 ед. (из ранжированных залежей таковыми являются 74 объекта разработки).

На 01.01.2022 с применением разработанной экспертной системы обосновано строительство более 40 ССА. Эксплуатация скважин позволила организовать эффективную систему разработки залежей с низкопроницаемыми коллекторами, создать регулируемую и управляемую систему поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды, перевести месторождения из пробной в промышленную эксплуатацию. В результате на I блоке межсолевой залежи Северо-Домановичского месторождения темп отбора нефти в среднем вырос на 2,53 %, прогнозный прирост КИН оценивается к 2025 г. на уровне 6 %, по лан-

ско-старооскольской залежи Барсуковского месторождения темп отбора нефти вырос в среднем 2,32 %, прогнозный прирост КИН оценивается к 2025 г. на уровне 12 %, по II блоку межзолевой залежи Вишанского месторождения темп отбора нефти вырос в среднем на 1,85 %, прогнозный прирост КИН оценивается к 2025 г. на уровне 6 %.

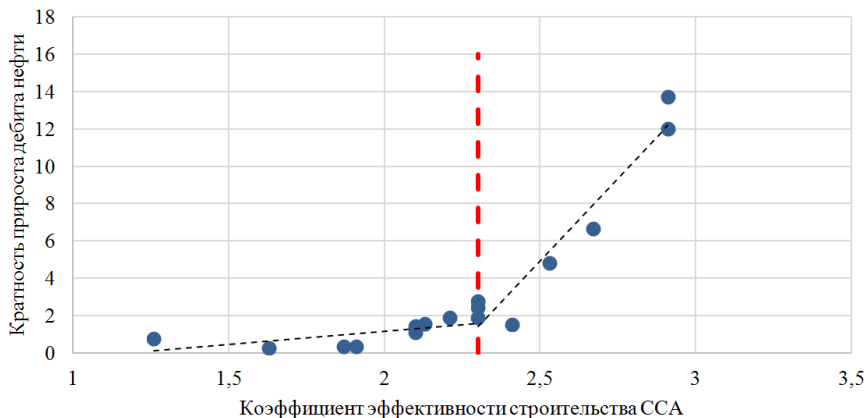


Рисунок 8 – Зависимость кратности прироста дебита нефти от коэффициента эффективности строительства ССА

Накопленная дополнительная добыча нефти за период 2013–2021 гг. из указанных скважин составила уже более 400 тыс. т. Расчетами обосновано увеличение КИН ряда низкопроницаемых залежей на 6–12 %.

Для эффективной разработки ТриЗ с неоднородными коллекторами необходимо адресное, избирательное воздействие на отдельные низкопроницаемые зоны или интервалы пластов путем создания в пределах этих зон (интервалов) системы фильтрационных каналов. Для этого разработаны скважинное и устьевое оборудование и технология (Евразийский патент на изобретение № 027484), позволяющие создавать в пределах низкопроницаемых, слабовыработанных и слабодренируемых коллекторов на разных уровнях (разных глубинах в скважине) систему (сеть) глубоко проникающих каналов фильтрации (торговая марка технологии «СКИФ»). Свидетельство на товарный знак «СКИФ®» № 57486ВУ от 14.01.2016).

Технология направлена: на адресное воздействие на конкретные зоны и интервалы низкопроницаемых пород-коллекторов с мощностью 0,8–1,5 м; улучшение гидродинамической связи скважины с низкопроницаемыми зонами и пропластками продуктивного пласта; получение связи ствола скважины с удаленными, слабодренируемыми и слабовыработанными зонами пласта.

Апробация технологии выполнялась на карбонатных и терригенных коллекторах в добывающих и нагнетательных скважинах с зенитными углами до 90°. Успешность работ составляет 80 %. Пласты характеризуются проницаемостью от 0,0001 до 0,015 мкм².

По состоянию на 01.01.2023 технология успешно реализована на 37 скважинах и дополнительно добыто более 40 тыс. т нефти. Подтверждена возможность создания на нескольких уровнях (глубинах) системы глубокопроникающих каналов фильтрации при глубинах скважин до 4000 м в эксплуатационной колонне группы прочности до Р-110, диаметром не меньше 140 мм. При опробовании и отработке технологии созданы сети из 16–20 глубокопроникающих каналов фильтрации (каналы на 6–8-м уровнях, по 2–4 канала на одном уровне). Анализ результатов опробования технологии позволил разработать геолого-технологические критерии выбора объектов для ее эффективного внедрения, учитывающие градиент пластового давления для подбора технологической и рабочей жидкости размыва, коэффициент открытой пористости ($K_{п.о.} > 5\%$) и эффективную мощности пласта ($h_{эф} > 0,8$ м). Потенциальными объектами для внедрения технологии в Припятском прогибе являются более 500 скважин на 15 месторождениях.

Внедрение разработанных для низкопроницаемых коллекторов технологий, рассмотренных в четвертом разделе, обеспечило дополнительную добычу нефти в регионе в объеме 923 тыс. т за период с 2011 по 2021 г. Дальнейшее внедрение технологий предусмотрено на 150 скважинах, ожидается получение дополнительной добычи нефти более 1,5 млн т, что позволит получить средний прирост КИН на уровне 10,3 %.

В пятом разделе представлены результаты разработки и внедрения комплекса технологий для залежей, вскрытых одиночными скважинами.

В связи с большой глубиной залегания малых залежей (более 3000 м), разрабатываемых одиночными скважинами, их насосная эксплуатация не позволяет в полной мере использовать упругую энергию пласта, что обусловлено ограничением снижения динамических уровней (забойных давлений) в скважинах ниже критических (не более 1800–2000 м) в связи с возникновением рисков нарушения целостности эксплуатационной колонны. Следовательно, в залежах остаются запасы, которые могут быть выработаны при использовании упругой энергии пласта. Для их эффективного дренирования разработана принципиальная схема компоновки оборудования для добычи нефти на истощенных залежах с низким пластовым давлением (Евразийский патент на изобретение № 029770), которая позволяет разрабатывать небольшие залежи (линзы) без ППД одиночными скважинами на истощение пластового давления. Реализация разработанного способа добычи нефти осуществляется следующим образом: в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают компоновку оборудования, включающую пакер, расположенный выше или ниже пакера погружной насос с газосепаратором и скважинный трубопровод из высоконапорных трубок (ВНТ), соединяющих подпакерное пространство с линией нефтесбора; пакер устанавливают в эксплуатационной колонне над интервалом перфорации на глубине на 20–100 м выше верхних дыр интервала перфорации; затрубное пространство скважины над пакером заполняют жидкостью, давление столба которой уравнивает горное давление на глубине установки пакера; скважину запускают в работу; выделяющийся в подпакерной области при работе насосного оборудования свободный газ отводится по скважинному трубопроводу в линию нефтесбора; при снижении пластового давления в залежи и подпакерном пространстве до минимальных значений,

когда эксплуатация скважины в постоянном режиме становится низкорентабельной, ее переводят в режим периодической эксплуатации.

Дополнительная добыча нефти от внедрения технологии на скважине 1 Хуторского месторождения составит 16,4 тыс. т, прирост КИН – 0,104 доли ед. В результате будет достигнут конечный КИН, равный 0,265 доли ед. При внедрении технологии на всех потенциальных для нее объектах Припятского прогиба суммарная дополнительная добыча нефти по 57 залежам может составить более 3,8 млн т нефти. Ресурсная база по углеводородам для данного класса залежей увеличится на 70,4 %, средний КИН достигнет 0,24 доли ед.

Некоторые месторождения Припятского прогиба содержат залежи нефти с засоленными коллекторами. Отмечено, что в продуктивных отложениях наиболее интенсивно процессы галитовой кольматации проявились в пределах разрывных нарушений, а также вблизи ВНК. Повышенные значения коэффициента засоления (отношение объема пор, заполненных вторичным галитом, к суммарному объему пустотного пространства образца породы до его засоления) приурочены также к рассолосодержащим породам, находящимся на границе ВНК.

Низкая начальная (после вскрытия бурением) проницаемость засоленных пород оказывает негативное влияние на эффективность разработки залежей нефти. Установлено, что часть скважин, пробуренных на высокоперспективных площадях и разрабатываемых месторождениях, не дали устойчивого притока жидкости из-за того, что в применяемых технологиях освоения скважин не учитывается засоленность терригенных и карбонатных пород-коллекторов.

Проницаемость засоленного коллектора может быть значительно увеличена за счет частичного или полного растворения галитовых включений и выноса продуктов растворения из пласта вместе с водой и нефтью (проведено 352 лабораторных исследования керна). Такого результата можно достичь путем закачки пресной или слабоминерализованной воды в засоленный нефтенасыщенный коллектор и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину. Для решения этой задачи разработана технология освоения и эксплуатации скважин, которая заключается в обработке околоствольной зоны скважин, вскрывших засоленные нефтенасыщенные пласты, пресной или подкисленной водой низкой минерализации с формированием сети радиальных каналов фильтрации (Евразийский патент на изобретение № 030026).

В результате применения технологии на четырех скважинах Березинского месторождения установлена зависимость прироста коэффициента продуктивности с засоленной околоствольной зоной от объема обработки пресной водой (Рисунок 9).

Представленная зависимость аппроксимирована уравнением:

$$\eta' = e^{0,0005 \cdot V_{\text{ж}}} (R^2 = 0,836), \quad (8)$$

где η' – прирост коэффициента продуктивности, доли ед.; $V_{\text{ж}}$ – суммарный объем закачки пресной воды, м³.

Промышленное внедрение разработанной технологии позволило увеличить темп отбора начальных извлекаемых запасов в шесть раз (с 0,05 до 0,3 %), получить прирост КИН в зоне дренирования скважин до 8 %.

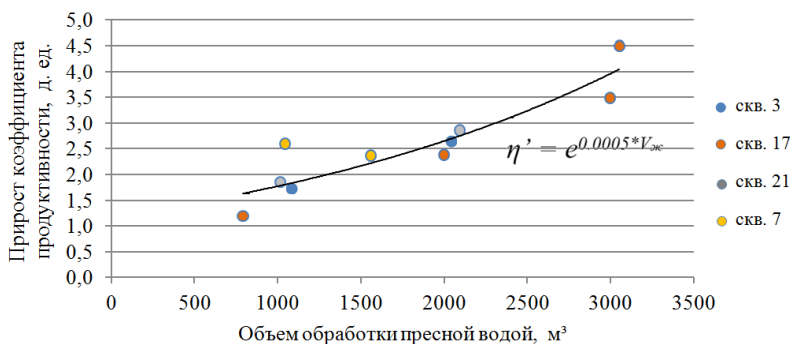


Рисунок 9 – Зависимость прироста коэффициента продуктивности от накопленного объема обработки ПЗП пресной водой для условий Березинского месторождения

Для небольших по запасам залежей, которые вскрыты одиночными скважинами, характерна высокая степень расчлененности и неоднородности по ФЕС и отсутствие влияния законтурной области. Поэтому их разработка ведется на упругозамкнутом режиме до полного истощения пластовой энергии. Суммарные геологические запасы нефти по таким залежам составляют более 5,0 млн т. Получение конечного КИН на таких залежах в пределах 30–45 % с применением традиционных технологий разработки не представляется возможным. В связи с этим создана технология и ее варианты разработки изолированной, литологически или тектонически экранированной неоднородной нефтенасыщенной залежи (Евразийский патент на изобретение № 036665). Новизна и сущность технологии заключаются в следующем. Из ствола одиночной вертикальной или субвертикальной скважины бурится не менее одного бокового ствола с входом в нефтенасыщенный пласт линзы на расстоянии не менее 50 м от вертикального ствола в зону с наибольшими толщинами и извлекаемыми запасами. Боковой ствол строят с субвертикальным окончанием в интервале продуктивного пласта, которым вскрывают все нефтенасыщенные пропластки. Из ствола вертикальной скважины и субвертикального окончания бокового ствола после их перфорации создают не менее чем на одном уровне в каждом нефтенасыщенном пропластке глубоко проникающие радиальные каналы фильтрации, формируя ориентированную по дирекционному углу систему охвата пласта выработкой (систему вытеснения и систему сбора пластового флюида). В зависимости от особенностей расположения залежи в пространстве и скважины относительно границ залежи предложены пять вариантов реализации технологии.

Расчеты на ГГДМ показали, что реализация технологии позволит увеличить КИН в пределах от 4,5 до 18,8 %. Суммарные накопленные объемы добычи нефти увеличиваются в пределах от 18 до 174 % по отношению к разработке залежей по базовой технологии. При этом длительность разработки залежей уменьшается от 8 до 19 лет. При условии широкого внедрения технологии на месторождениях Припятского прогиба возможно увеличить конечные КИН на

залежах с ограниченными запасами углеводородов, вскрытыми одиночными скважинами, до 30–45 % и дополнительно добыть до 2,3 млн т нефти.

В шестом разделе автором продемонстрирована методология планирования зон заложения скважин, технологии их заканчивания, направленные на увеличение объемов дренирования пластов (охвата пластов дренированием), представленных нетрадиционными коллекторами.

На основании исследований на гидродинамической модели и лабораторных исследований керна по определению содержания УВ в нетрадиционных коллекторах обосновано, что критериями приточности, используемыми для планирования зон первичного вскрытия пласта, является величина SRV (простимулированного в результате ГПП объема породы не менее 10 тыс. м³ на одну зону) и содержания в породе общего органического углерода TOC > 2,5 %, при котором показатель нефтенасыщения (OSI) всегда >100. То есть углеводороды становятся подвижными, и порода способна к фильтрации (в полном объеме результаты исследований приведены в тексте диссертационной работы).

Выполненные лабораторные исследования керна, включающие 24 бразильских теста, 119 прочностных тестов при одноосном и трехосном сжатии, позволили впервые выявить зависимости между основными упругими и прочностными свойствами нетрадиционных коллекторов Припятского прогиба для решения прикладных задач применения ГПП (Рисунки 10, 11).

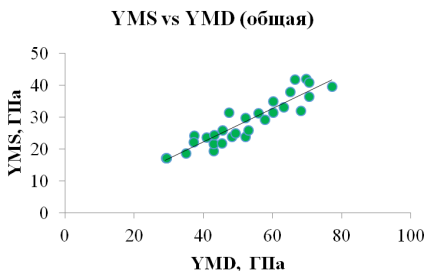


Рисунок 10 – График зависимости статического модуля Юнга от динамического

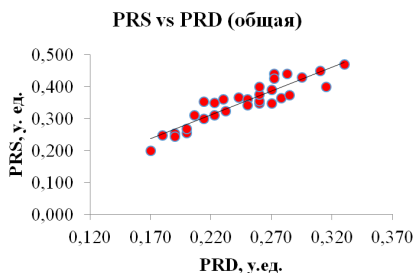


Рисунок 11 – График зависимости статического коэффициента Пуассона от динамического

При аппроксимации представленных зависимостей получены следующие линейные уравнения:

$$YMS = 0,524 \cdot YMD + 1,2365 \quad (R^2 = 0,86), \quad (8)$$

$$PRS = 1,4925 \cdot PRD - 0,0174 \quad (R^2 = 0,84), \quad (9)$$

где – YMS и YMD статический и динамический модуль Юнга, ГПа; PRS и PRD статический и динамический коэффициент Пуассона.

Изучение и обобщение данных геофизических, микросейсмических и геомеханических исследований позволило определить в пределах I–III пачки Речицкого месторождения направление главного стресса, ориентированного в направлении 310–325°.

По результатам выполненных керновых исследований, геолого-гидродинамического и геомеханического моделирования автором разработана принципиальная схема (алгоритм) обоснования зон заложения и технологии заканчивания новых скважин для разработки нетрадиционных коллекторов в Припятском прогибе, которая базируется на материалах выделения перспективных участков по геохимическим (пиролитическим) показателям с последующим обоснованием траектории и варианта заканчивания по результатам изучения геолого-физических, геомеханических и экономических показателей (Рисунок 12).

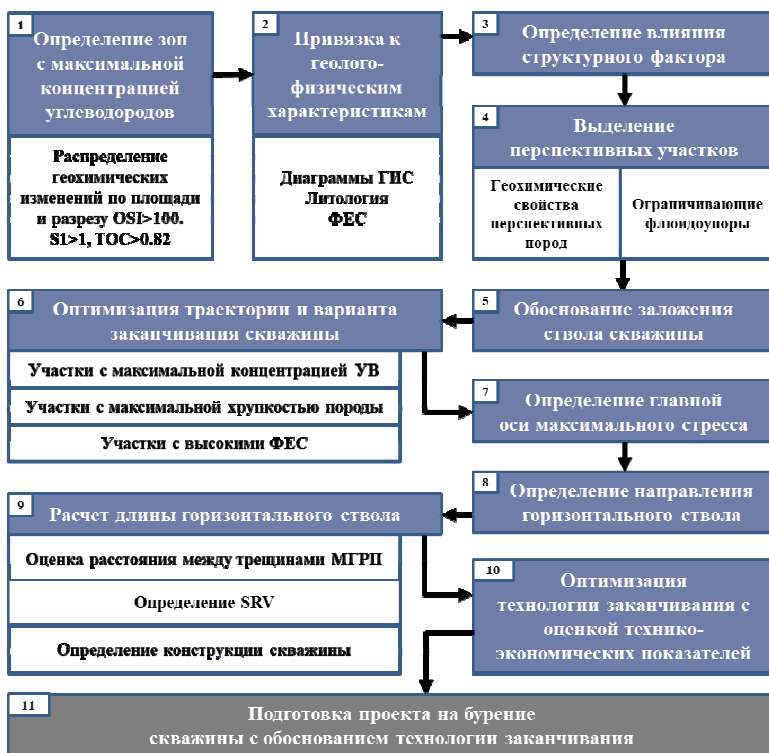


Рисунок 12 – Принципиальная схема обоснования зон заложения и технологии заканчивания новых скважин для разработки нетрадиционных коллекторов Припятского прогиба

По данному алгоритму (см. Рисунок 12) выполнен расчет для скважины 411g Речицкого месторождения, по результатам которого наиболее оптимальным вариантом является бурение горизонтального ствола длиной 1200 м с объемом SRV 20 тыс. м³ на одну трещину и расстоянием между трещинами ГРП 50 м (11 стадий).

С применением разработанной схемы в Припятском прогибе впервые обосновано бурение и ввод в эксплуатацию на нетрадиционные коллекторы

скважины 411g-Речицкая, которая введена в эксплуатацию в декабре 2020 г. с дебитом нефти 75 т в сутки фонтанным способом.

При неоднородном строении пласта, когда в пределах одной зоны МГРП скважиной вскрыто несколько нефтенасыщенных интервалов, все интервалы пород-коллекторов невозможно охватить системой трещин. В одной зоне, которая имеет, как правило, протяженность 50–100 м создается одна трещина, расположенная радиально стволу скважины. В противном случае, при возникновении нескольких трещин, в результате утечек жидкости разрыва возникают осложнения в виде получения «СТОПА». В этих условиях охватить пласт в полном объеме выработкой с применением МГРП не представляется возможным. Для таких условий обосновано заканчивать горизонтальные стволы с созданием вместо МГРП системы радиальных каналов фильтрации по технологии «СКИФ». Эта технология опробована на скважине 53s2 С-Домановичского месторождения. В результате создания сети каналов фильтрации получено увеличения зоны дренирования и дебита нефти по скважине в 3,4 раза. Полученный опыт показывает, что в условиях высокой расчлененности низкопроницаемых пород-коллекторов вместо МГРП предпочтительнее внедрять технологию «СКИФ», позволяющую охватить дренированием большие объемы пласта.

В результате обобщения доминирующих численных критериев эффективности для каждой из предложенных и опробованных технологий разработан механизм системного адресного планирования технологий ПНП для увеличения КИН ТРИЗ Припятского прогиба, в котором объединены и отражены все доминирующие геолого-промысловые критерии по всем рассмотренным автором технологиям. Всего их 31 для 12 предложенных технологических решений.

В разработанном механизме планирования технологий ПНП отмечены критерии, соответствующие как эффективной реализации каждой из технологий, так и критерии, которые не оказывают значительного влияния на эффективность ее реализации. Критерии эффективности сформированы таким образом, что отсутствует повторяемость результата прогноза для двух и более технологических решений. Поэтому системное адресное планирование технологий заключается в выборе по критериям варианта (технологии), для которого подтверждается по рассматриваемому объекту 100%-ное совпадение геолого-промысловых критериев. Обязательным условием является совпадение индивидуальных критериев, характерных для конкретной технологии воздействия. Создана научно-методическая основа для осуществления цифрового планирования технологий, разработан программный модуль. Такой подход позволит повысить интенсивность выработки ТРИЗ, он детально описан в тексте диссертационной работы.

Внедрение комплекса решений, изложенных в диссертационной работе, позволило значительно расширить диапазон технологий повышения КИН для ТРИЗ, сосредоточенных в заводненых залежах на последней стадии разработки и в залежах с низкопроницаемыми коллекторами. Впервые разработаны технологии для классов ТРИЗ, сосредоточенных в залежах, вскрытыми одиночными скважинами, и в нетрадиционных коллекторах. Разработанный портфель новых технологий адресно систематизирован по всем категориям остаточных ТРИЗ нефти Припятского прогиба.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе диссертационного исследования разработаны теоретические подходы, методология и научно обоснованные технологические решения по эффективной разработке месторождений углеводородов Припятского прогиба, в том числе:

1. Выполнены анализ и оценка соответствия существующих подходов к применению новых технологий разработки месторождений углеводородов для условий Припятского прогиба. Разработан алгоритм применения комплекса новых технологий, предусматривающий выполнение последовательных действий от определения основных ГФХ и проблем, не позволяющих эффективно вырабатывать ТриЗ, до обоснования численных. На основании разработанного алгоритма предложена классификация ТриЗ нефти Припятского прогиба с дифференциацией их на отдельные классы. Установлена целесообразность разработки новых технологических решений по добыче углеводородов из залежей, отнесенным к ряду выделенных классов.

2. Выполнено исследование особенностей формирования и геологического строения залежей нефти месторождений Припятского прогиба. На основании выполненных пиролитических исследований керна и расчетов коэффициента трансформации ОВ установлено, что формирование залежи нефти I–III пачки Речицкого месторождения происходило в два этапа: за счет генерирования УВ из собственного ОВ и миграции УВ из погруженной части Речицко-Шатилковской ступени. Установленный механизм формирования нефтенасыщения позволил сделать выводы, что нетрадиционные коллекторы елецко-петриковских отложений на соседних месторождениях (площадях) также могут иметь потенциал по нефтенасыщению, сформированный аналогичным образом.

3. Научно обоснованы, разработаны и запатентованы технологические решения, направленные на повышение эффективности нефтеизвлечения в обводненных зонах пласта с высокой выработкой запасов, характеризующихся наличием боковых стволов в структуре эксплуатационного фонда. Определены оптимальные параметры применения технологии циклического дренирования участка залежи основным и боковым стволами. Обоснована применимость аналитического уравнения Еременко Н.А., Желтова Ю.В. и других исследователей для определения периода сегрегации нефти.

4. Разработана и запатентована технология эффективной эксплуатации карбонатного коллектора трещинно-порового типа, основанная на полученной зависимости начального градиента фильтрации от абсолютной проницаемости матрицы, обеспечивающая массообмен в системе «матрица – трещины – скважина» посредством циклического комплексного воздействия на продуктивные пласты. Расчетный перепад давления подтвержден результатами гидродинамического моделирования. Разработанная технология гидродинамического воздействия успешно апробирована на четырех нефтяных месторождениях.

5. Научно обоснован подход к проектированию архитектуры скважин и их оптимальному размещению в рассматриваемых условиях. Впервые разработана принципиальная схема обоснования зон заложения и технологии заканчивания новых скважин для разработки нетрадиционных коллекторов Припятского прогиба, которая базируется на выделении перспективных участков по геохимиче-

ским (пиролитическим) показателям, с последующим обоснованием траектории и варианта заканчивания по результатам изучения геолого-физических, геомеханических и экономических показателей. На основании разработанной схемы впервые для месторождений Припятского прогиба спроектирована, пробурена и введена в декабре 2020 г. в эксплуатацию на нетрадиционные коллекторы скважина 411g Речицкая с дебитом 75 т/сут безводной нефти.

6. Разработан механизм системного адресного выбора и принцип планирования технологий по критериям их эффективности, проблемам разработки и геолого-физическим свойствам классов ТриЗ, который позволил создать основу цифрового проектирования методов воздействия на пласт для повышения эффективности их выработки.

Практическое внедрение научно обоснованных и разработанных в ходе диссертационного исследования технологий на нефтяных месторождениях Припятского прогиба дало возможность дополнительно получить более 3,0 млн т нефти, что позволило по ряду залежей повысить КИН на 3–5 %. В перспективе при широком внедрении всех разработанных технологий и предложений конечный КИН по залежам с ТриЗ может быть увеличен на 15–20 % и более. К 2026 г. ожидаемая добыча нефти превысит 6,0 млн т нефти, а средний расчетный прирост КИН составит 10,3 %. Комплексный подход к изучению и разработке залежей нефти в сложнопостроенных коллекторах, использованный в ходе настоящего диссертационного исследования, рекомендуется к применению для условий других нефтедобывающих регионов.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

*Статьи, опубликованные в изданиях, включенных
в международные реферативные базы данных
и системы цитирования (Chemical Abstracts)*

1. Эффективность заканчивания горизонтальных скважин в весьма неоднородных низкопроницаемых пластах с применением МГРП и пути увеличения эффективности работ / Н.А. Демяненко, А.В. Серебренников, **П.П. Повжик**, Д.Л. Третьяков, М.И. Галай, А.В. Халецкий, В. Г. Седач, Е. А. Пинчук // Недропользование XXI век. – 2017. – № 1. – С. 76–85.

2. Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки / **П.П. Повжик**, А.В. Халецкий, В.Г. Седач, Н.А. Демяненко // Недропользование XXI век. – 2017. – № 6. – С. 38–45.

3. Системный подход к разработке трудноизвлекаемых запасов в РУП «ПО «Белоруснефть» на основе применения адресных технологий воздействия / **П.П. Повжик**, И.В. Жук, Д.В. Сердюков, И.Ю. Мармылев, Н.А. Демяненко // Недропользование XXI век. – 2018. – № 4. – С. 148–159.

4. Подходы при разработке и реализации потокоотклоняющих технологий повышения нефтеотдачи пластов в РУП «ПО «Белоруснефть» / **П.П. Повжик**,

Н.А. Демяненко, Д.А. Примичев, И.В. Лымарь, Д.А. Господарев // Недропользование XXI век. – 2018. – № 6. – С. 101–111.

5. Повжик, П.П. Создание системного подхода – путь повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Припятского прогиба / П.П. Повжик // Недропользование XXI век. – 2019. – № 4. – С. 134–141.

6. Повжик, П.П. Опыт планирования и реализации нестационарного заводнения с учетом геолого-физических и технологических факторов объектов воздействия / П.П. Повжик, Н.А. Демяненко, Н.П. Захарова // Недропользование XXI век. – 2019. – № 5. – С. 46–55.

Статьи, опубликованные в изданиях ВАК РФ

7. Повжик, П.П. Прогноз продуктивности на межсоловых и подсоловых залежах нефтяных месторождений Припятского прогиба с целью применения наиболее эффективной технологии при бурении и освоении скважин / П.П. Повжик, С.Н. Кадол // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 3. – С. 47–51.

8. Повжик, П.П. Оценка параметра анизотропии пласта по проницаемости карбонатных коллекторов / П.П. Повжик, С.Н. Кадол // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 4. – С. 5–7.

9. Эффективность технологии создания системы разветвлённых дренажных каналов большой протяженности и пути ее совершенствования для повышения эффективности работ / Н.А. Демяненко, **П.П. Повжик**, А.В. Серебренников, М.И. Галай // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 6. – С. 65–73.

10. Новые технологии в разработке нефтяных месторождений Республики Беларусь для увеличения КИН и перспективы их развития / Н.А. Демяненко, **П.П. Повжик**, А.В. Серебренников, В.Г. Пысенков, В.Г. Жогло, В.В. Привалов, Н.И. Будник // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 47–54.

11. Опыт применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи на карбонатных пластах Республики Беларусь / **П.П. Повжик**, Н.А. Демяненко, Д.В. Сердюков, И.В. Жук, И.Ю. Мармылев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 5. – С. 54–61.

12. Повжик, П.П. Разработка алгоритма исследований рабочих жидкостей для вскрытия и воздействия на низкопроницаемые и нетрадиционные коллектора / П.П. Повжик, Н.А. Демяненко // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4. – С. 16–22.

13. Применение новой технологии увеличения добычи нефти и КИН – способ продлить жизнь истощенным малым залежам с ограниченными запасами углеводородов и низким пластовым давлением / **П.П. Повжик**, Н.А. Демяненко, Д.В. Сердюков, М.И. Галай // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 4. – С. 22–26.

14. Повжик, П.П. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов за счет использования алгоритма системного подхода создания

и планирования комплекса инновационных технологий / П.П. Повжик // Технологии нефти и газа. – 2020. – №3. – С.42–54.

15. Алгоритм выбора объектов для многоэтапного нестационарного циклического воздействия на пласт / П.П. Повжик, Н.А. Демяненко, Д.В. Сердюков, К.Ю. Медведев, П.В. Шамбир // Инженер-нефтяник. – 2021. – № 1. – С. 11–20.

16. Развитие технологии многоэтапного нестационарного циклического воздействия (МНЦВ) на семилукской залежи восточного блока Тишковского нефтяного месторождения / П.П. Повжик, Н.А. Демяненко, А.А. Кудряшов, Д.В. Сердюков, К.Ю. Медведев // Инженер-нефтяник. – 2021. – № 1. – С. 21–27.

17. Современные подходы в планировании разработки новых технологий повышения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти / П.П. Повжик, Н.А. Демяненко, А.О. Чекан, П.В. Шамбир // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 2. – С. 57–65.

18. Результаты внедрения научно-методических подходов с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти на примере доманикоидных отложений Припятского прогиба / П.П. Повжик, А.А. Кудряшов, Г.П. Повжик, Н.А. Демяненко // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 4. – С. 5–13.

Монографии

19. Демяненко, Н.А. Технологии интенсификации добычи нефти. Перспективы и направления развития: монограф. / Н.А. Демяненко, П.П. Повжик, Д.В. Ткачев. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 271 с.

20. Повжик, П. П. Системно-адресный подход к разработке, планированию, и внедрению технологий активизации добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти на месторождениях Припятского прогиба: монограф. / П.П. Повжик, Н.А. Демяненко. – Минск: Четыре четверти, 2023. – 296 с.

Статьи в журналах и рецензируемых периодических изданиях, рекомендованных ВАК Республики Беларусь

21. Повжик, П.П. Оценка влияния изменения пластового давления в процессе разработки залежи на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов / П.П. Повжик, С.Н. Кадол // Нефтяник Полесья. – 2015. – № 2. – С. 46–51.

22. Новые технологии для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов в Припятском прогибе / Н.А. Демяненко, П.П. Повжик, М.И. Галай, Д.Л. Третьяков, А.В. Драбкин, П.В. Ревяков // Нефтяник Полесья. – 2015. – №2. – С. 36–45.

23. Повжик, П.П. Нетрадиционные и трудноизвлекаемые скопления углеводородов в Беларуси / П.П. Повжик, И.Р. Захария, А.А. Шарунов // Нефтяник Полесья. – 2017. – № 2. – С. 78–86.

24. Повжик, П.П. Локализация извлекаемых запасов на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / П.П. Повжик, И.Ю. Мармылев // Нефтяник Полесья. – 2018. – № 1. – С. 98–102.

25. Повжик, П.П. Внедрение методики по применению адресных технологий разработки трудноизвлекаемых запасов – путь к увеличению ресурсной базы РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / П.П. Повжик, А.Н. Цыбранков, С.П. Стельмашок // Нефтяник Полесья. – 2018. – № 2. – С. 76–85.

26. Петрофизические, геохимические, упругие и прочностные особенности свойств горных пород нетрадиционных отложений на примере I–III пачки межсолевой залежи Речицкого месторождения / П.П. Повжик, Б.А. Дубинин, А.А. Шарунов, И.Р. Захария, А.А. Ерошенко // Нефтяник Полесья. – 2019. – № 1. – С. 80–87.

27. Разработка геолого-технологических принципов для освоения нетрадиционных коллекторов Припятского прогиба на примере I–III пачки межсолевой залежи Речицкого месторождения / П.П. Повжик, А.В. Халецкий, В.Г. Седач, Р.Е. Гутман // Нефтяник Полесья. – 2019. – № 1. – С. 88–94.

28. Повжик, П.П. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов месторождений Припятского прогиба путем внедрения системного подхода / П.П. Повжик // Нефтяник Полесья. – 2019. – № 2. – С. 64–70.

29. Повжик, П.П. Установление фациальной природы песчаных тел с целью выявления резервуаров для оценки нефтегазового потенциала / П.П. Повжик, А.А. Ерошенко, Е.А. Напреенко // Нефтяник Полесья. – 2020. – № 2. – С. 61–70.

30. Повжик, П.П. Комплексные методические подходы к изучению нетрадиционных пород-коллекторов на керновом материале Республики Беларусь / П.П. Повжик, А.А. Ерошенко, Е.А. Калейчик // Нефтяник Полесья. – 2022. – № 2. – С. 108–113.

Статьи в других изданиях

31. Повжик, П.П. О Припятском полигоне испытаний технологий повышения нефтеотдачи пластов / П.П. Повжик, Н.К. Карташ, Н.А. Демяненко // Нефтяник полесья. – 2012. – № 2. – С. 41–48.

32. Оценка скважинных условий Припятского прогиба по привлекательности строительства многозбойных скважин / А.А. Козырь, Н.А. Демяненко, П.П. Повжик, В.В. Привалов, А.А. Кудряшов, Д.В. Порошин, Б.В. Дец, Е.А. Пинчук // Нефтяник полесья. – 2013. – № 2. – С. 50–55.

33. Новые технологии для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов Припятского прогиба / Н.А. Демяненко, П.П. Повжик, М.И. Галай, Д.Л. Третьяков, А.В. Драбкин, П.В. Ревяков // Время колтюбинга. – 2015. – Спецвыпуск. – С. 23–31.

34. Результаты внедрения новых технологий в разработке нефтяных месторождений Республики Беларусь для увеличения нефтеотдачи пластов / Н.А. Демяненко, А.В. Серебренников, П.П. Повжик, В.Г. Пысенков, В.Г. Жогло, В.В. Привалов, Н.И. Будник // Время колтюбинга. – 2015. – № 4. – С. 36–37.

35. Геохимическая характеристика органического вещества межсолевых отложений северного блока Припятского нефтегазоносного бассейна / П.П. По-

вжик, Э.А. Вторушина, Т.Д. Булатов, М. Г. Кульков, А.А. Ерошенко, А.О. Цыганков // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 83–94.

36. Проблема разработки залежей нефти в засоленных коллекторах (на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба и Сибирской платформы) / **П.П. Повжик**, В.Д. Порошин, В.Г. Жогло, Н.И. Будник // Литосфера. – 2017. – № 2. – С. 2–13.

37. Повжик П.П. Оценка перспектив нефтегазоносности низкопроницаемых глинисто-карбонатных пород межсолевого комплекса Припятской НГО / П.П. Повжик, А.А. Ерошенко, Е.А. Калейчик // Геология и недропользование. – 2021. – № 2. – С. 98–105.

Патенты и заявки на изобретение

38. Пат. ЕА 027484 В1 Е21В43/11. Способ формирования в пласте системы из протяженных каналов фильтрации и проведения в них геофизических исследований и устройство для его осуществления / М.И. Галай, Н.А. Демяненко, Д.Л. Третьяков, **П.П. Повжик**, А.В. Серебренников, А.А. Козырь, С.А. Атрушкевич. – № 201400919; заявл. 28.07.2014; опубл. 31.07.2017.

39. Пат. ЕА 029770 В1 Е21В43/18. Способ добычи нефти / **П.П. Повжик**, М.И. Галай, Н.А. Демяненко, Д.В. Сердюков. – № 201501090; заявл. 05.10.2015; опубл. 31.05.2018.

40. Пат. ЕА 030026 В1 Е21В43/16. Способ разработки засоленного низкопроницаемого нефтяного пласта / Н.А. Демяненко, М.И. Галай, **П.П. Повжик**, В.Г. Жогло, Н.И. Будник. – № 201600006; заявл. 23.11.2015; опубл. 29.06.2018.

41. Пат. ЕА 036665 В1 Е21В43/14. Способ разработки изолированной литологически или тектонически экранированной неоднородной нефтенасыщенной залежи / Н.А. Демяненко, **П.П. Повжик**, М.И. Галай, В.Г. Седач. – № 201700009; заявл. 28.11.2016; опубл. 07.12.2020.

42. Пат. ЕА 037109. Способ разработки нефтяной залежи / **П.П. Повжик**, Н.А. Демяненко, Д.В. Сердюков, И.В. Жук, И.Ю. Мармылев. – № 201900259/25; заявл. 16.04.2019; опубл. 08.02.2021.

43. Пат. ЕА. 038423. Способ разработки нефтяной залежи / **П.П. Повжик**, Н.А. Демяненко, А.А. Кудряшов, А.В. Халецкий, И.Ю. Мармылев. – № 201800489/26; заявл. 13.08.2018; опубл. 26.08.2021.

Подписано в печать 07.02.2024. Формат 60×90/16.

Усл. печ. л. 2,0. Тираж 100 экз. Заказ № 024/2024.

Отпечатано в типографии издательства

Пермского национального исследовательского политехнического университета.
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29, к. 113. Тел. (342) 219-80-33.