

Алгоритмы выбора комплекса методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа на примере Пур-Тазовской нефтегазоносной области

А.А. Поляков¹, А.В. Ступакова¹, Н.А. Малышев², Р.С. Сауткин^{1*}, О.В. Трутнева¹, В.Е. Вержбицкий²,
Д.К. Комиссаров², С.В. Осипов², А.П. Антонов¹, В.Г. Лакеев³, Р.В. Лукашев³

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

³Фонд «Национальное интеллектуальное развитие» (бренд «Иннопрактика»), Москва, Россия

Современные геологоразведочные работы (ГРП) представляют собой сложный процесс, состоящий из ряда последовательных стадий исследования, на каждой из которых решают определенный круг задач по выявлению промышленных месторождений нефти и газа. Комплексирование результатов, полученных в ходе решения разномасштабных задач, происходит последовательно, как правило, от общего к частному, т.е. от анализа регионального положения поискового объекта до изучения его детального строения на локальном участке. В данной работе разработаны алгоритмы комплексного подхода к решению задач ГРП в зависимости от степени изученности исследуемого объекта. На основе этих алгоритмов проведен анализ ретроспективных методов на разных этапах ГРП одного из хорошо изученных районов Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО). К наиболее слабо используемым методам на стадии освоения месторождения можно отнести установление времени работы углеводородной системы (приход углеводородов в ловушку) и время структурных перестроек. Недоизученность этих региональных вопросов приводит к пропущенным залежам. На примере одного из месторождений авторы демонстрируют решение задач, которые ранее не были рассмотрены, в частности восстановление палеоструктурного плана в региональном и зональном масштабах. В итоге определены новые перспективные области для поиска месторождений нефти и газа Пур-Тазовской НГО.

Ключевые слова: Пур-Тазовская нефтегазоносная область, комплексирование методов, структурные перестройки, расчет апплифтов, пропущенные залежи

Для цитирования: Поляков А.А., Ступакова А.В., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Трутнева О.В., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Осипов С.В., Антонов А.П., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В. (2025). Алгоритмы выбора комплекса методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа на примере Пур-Тазовской нефтегазоносной области. *Георесурсы*, 27(2), с. 31–41. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.3>

1. Материалы и методы

Целью исследования является разработка и тестирование комплексного подхода геологоразведочные работы (ГРП) для поиска и разведки месторождений нефти и газа на территории Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западной Сибири. В работе проведен анализ ретроспективных методов с оценкой их эффективности на разных стадиях ГРП, в основе которого лежат разработанные алгоритмы. Интеграция результатов ретроспективных методов с новыми данными позволила установить время работы углеводородной системы и время структурных перестроек, что привело к открытию новых объектов

для поиска скоплений углеводородов (УВ) и прогнозированию нефтегазоносности сопредельных территорий.

Исследование проводилось на основе фондовых данных геолого-геофизического изучения нефтегазоносных бассейнов и зон нефтегазоаккумуляции. Для решения поставленных задач использовались методы геофизического, геологического, геохимического, гидрогеологического и инженерно-промышленного анализов.

2. Разработка алгоритмов комплексного подхода

Геолого-геофизическое изучение нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и зон нефтегазоаккумуляции базируется на задачах ГРП с учётом стадийности работ согласно «Временному положению об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» и его дополнениям.

Каждый этап ГРП имеет свою цель, задачи и объекты изучения, которые различаются в зависимости от типа

* Ответственный автор: Роман Сергеевич Сауткин
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

НГБ. Для достижения цели и задач разных этапов ГРП прописаны методы их решения и области применения. Методы описаны унифицировано и привязаны к задачам ГРП, в совокупности представляя собой алгоритм действий, направленных на последовательное достижение целей поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа (Поляков и др., 2023). Для решения каждой задачи прописаны методы из разных направлений (геофизического, геологического, геохимического, гидрогеологического и инженерно-промышленного), позволяя решить поставленные задачи самостоятельно или в комплексе с другими методами (рис. 1).

Задачи ГРП направлены на изучение критериев нефтегазоносности осадочного бассейна. Это признаки, которые характеризуют работу углеводородной системы, как геологической единицы. Критерии могут быть базовыми и дополнительными. К базовым критериям нефтегазоносности относятся элементы, без которых невозможна работа углеводородной системы, и как следствие, формирование месторождения (рис. 2). Дополнительные критерии характеризуют свойства базовых критериев качественно и количественно (Ступакова и др., 2023).

Задачи ГРП являются основой для комплексирования методов, которое заключается в рациональном сочетании методов для повышения надежности прогноза нефтегазоносности разномасштабных объектов исследования.

Для подбора рационального комплекса методов разработано четыре алгоритма.

Первый алгоритм выбора комплекса методов основан на решении задач ГРП, когда выбираются методы, результаты которых применяются для решения последующих задач ГРП, в том числе и на других этапах. Принципиальная схема выбора методов проиллюстрирована на рисунке 3. Зеленым показаны группы методов, результаты которых имеют приоритетное значение для решения задачи. Серым показаны группы методов, результаты которых были получены ранее при решении задач ГРП и их необходимо использовать как основу в решении последующих задач ГРП. Желтым показаны группы методов, не применявшиеся или применявшиеся частично для решения задач ГРП, но их результаты необходимы для получения более достоверного результата.

Второй алгоритм выбора комплекса методов направлен на определение базовых критериев нефтегазоносности и их свойств (рис. 4). Алгоритм предполагает, что на первом этапе ГРП осуществляется идентификация базового критерия, а затем, на последующих этапах, выбираются методы, дающие наиболее достоверную оценку его свойств. Приоритет отдается тем методам, которые позволяют в комплексе определить сразу несколько базовых или дополнительных критериев. Если необходимый метод применялся ранее, его данные используются повторно, в противном случае проводится новое исследование.

Область применения	Задачи ГРП	Методы					Результат
		Геофизические	Геологические	Геохимические	Гидрогеологические	Инженерно-промышленное	
Выявление структурного плана бассейна	Определение типа бассейна и местоположения объекта исследований в региональном геологическом плане						Геологические характеристики объекта для выделения базовых критериев НГБ
	Анализ современного структурного плана региона						
	Региональное тектоническое районирование						
	Современные геодинамические обстановки						
Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	Стратификация опорных разрезов (скважин, обнажений)						Геологические характеристики объекта для выделения базовых критериев
	Выделение сеймо-стратиграфических комплексов и региональных несогласий.						
	Выделение крупных трансгрессивно-регрессивных циклов (крупночленстая цикличность разреза)						
Определение нефтегазоносности	НГК. Выделение региональных нефтегазоносных комплексов						Характеристика базовых критериев
	НГМТ. Выделение НГМТ и очага нефтегазообразования.						
	Количество сгенерированных УВ						
...							

Направления, решающие поставленные задачи

Направления, не применяющиеся для решения задач

Рис. 1. Последовательность выполнения задач ГРП и направления методов, необходимые для их решения

Базовые критерии – обязательный параметр нефтегазоносности



Рис. 2. Базовые критерии нефтегазоносности

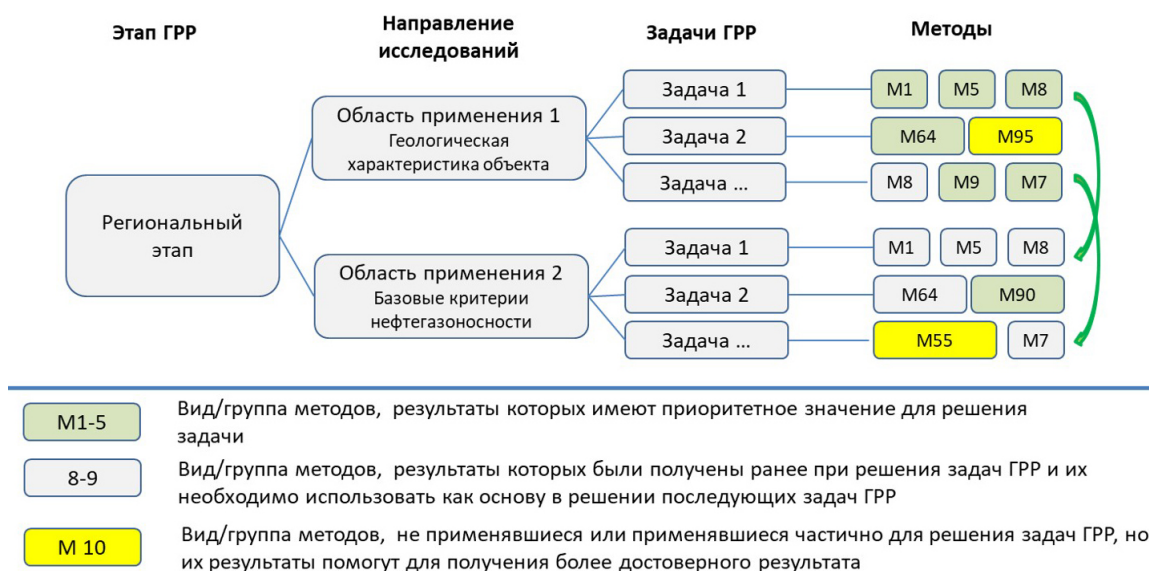


Рис. 3. Алгоритм выбора комплекса методов для решения задач геологоразведочных работ

Важно учитывать, что на региональном этапе ГРП геологическая информация, как правило, носит фрагментарный характер: отсутствуют достоверные данные о стратиграфическом положении, базовых критериях и их свойствах. В этом случае алгоритм реализуется поэтапно, начиная с локализации участка, потенциально перспективного для поиска месторождений нефти и газа. Выбор участка осуществляется на основе геофизических методов (сейсморазведка, гравитационная, магниторазведка и другие). Далее, с помощью данных сейсморазведки, литолого-стратиграфических представлений о районе исследований и регионального геохимического анализа определяется наличие НГМТ, а потенциальные породы-коллекторы идентифицируются по аномалиям в сейсмическом разрезе, характерным для песчаников или карбонатов, с применением AVO-анализа и стратиграфического сопоставления с известными регионами. Только после этого, по мере накопления информации и углубления изученности участка, осуществляется детализация свойств базовых критериев:

например, мощность НГМТ оценивается по данным каротажа, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов – по совокупности каротажных и петрофизических данных.

Третий алгоритм выбора комплекса методов исходит из оценки информативности и достаточности уже примененных методов и полученных результатов для решения поставленных ранее задач ГРП (рис. 5). Алгоритм больше подходит для бассейнов со средней и высокой степенью изученности, когда уже применены методы и исследователю необходимо оценить, все ли результаты получены или можно ли получить еще результаты при помощи этого же метода (группы методов).

Четвертый алгоритм представляет собой итерационно-циркуляционный процесс изучения объекта исследований. Итерационно-циркуляционный процесс – это процесс, повторяющий действия на предыдущих этапах, но с добавлением новых данных или результатов геологоразведочных работ (рис. 6). При повторении шагов (решении задач) регионального этапа с данными, полученными

на этапе разведки и разработки месторождений, исследователи выявляют новые закономерности в распределении залежей и их свойств в зоне нефтегазоаккумуляции.

Следует подчеркнуть, что применение методов ГРП не является статичным процессом. По мере накопления и детализации информации о регионе происходит смещение акцентов в применении различных методик. Так, на ранних стадиях наибольшее значение имеет сейсморазведка, как основной способ выделения структур и потенциальных ловушек. Однако на более поздних этапах значение сейсмических данных дополняется, а порой

и уступает приоритет геохимическим, гидрогеологическим и петрофизическим методам, которые позволяют уточнить генерационные параметры, сохранность ловушки и насыщенность пород-коллекторов. Вспомогательные методы становятся особенно ценными для уточнения границ залежей и анализе вторичных признаков.

С увеличением объема фоновой (ретроспективной) информации возрастает необходимость её интеграции в единую интерпретационную модель. Это требует не только технической оптимизации, но и методической ревизии применяемого комплекса методов: уточнения их

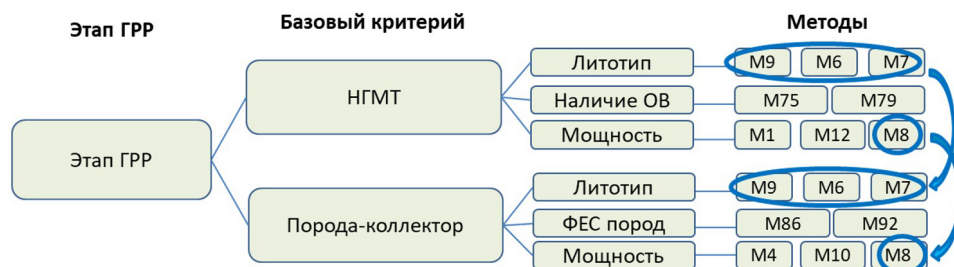
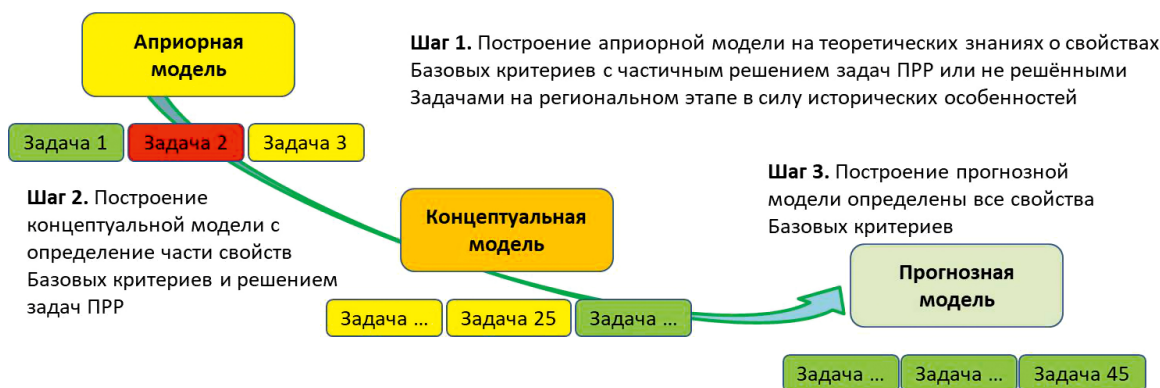


Рис. 4. Алгоритм выбора комплекса методов в зависимости от определяемых свойств базового критерия нефтегазоносности



Рис. 5. Алгоритм оценки информативности методов и полученных результатов для решения задач на разных этапах ГРП. Легенда показана на рисунке 3.



Итерационно-циркуляционный процесс открытия новых месторождений и пропущенных залежей

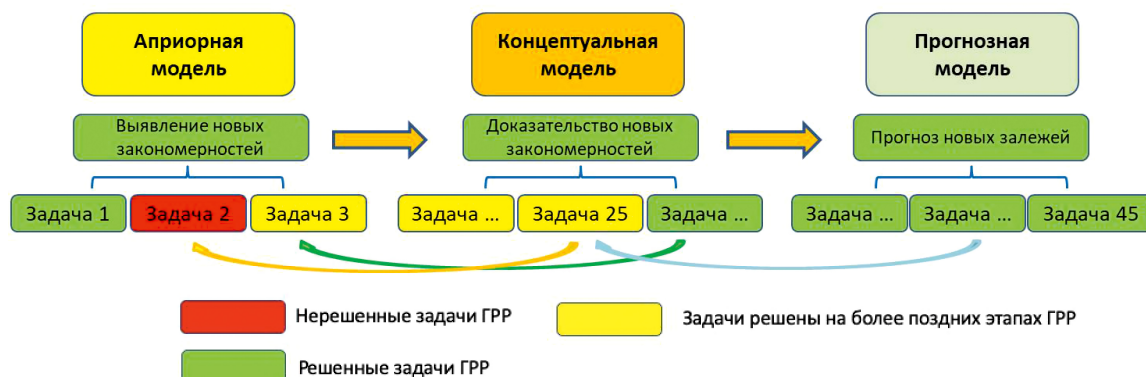


Рис. 6. Итерационно-циркуляционный процесс открытия новых месторождений и пропущенных залежей

информативности, взаимодополняемости и роли на каждом этапе. Примером такой оптимизации может служить повторная интерпретация старых сейсмических данных с использованием новых данных. Таким образом, комплекс ГРР должен быть гибким, адаптироваться к уровню изученности объекта и постоянно актуализироваться в соответствии с развитием геолого-геофизической базы данных.

3. Тестирование комплексного подхода

Анализ полноты методов и их результатов, использованных для создания геологической модели залежи

Тестирование комплексного подхода последовательного решения задач ГРР проводилось на территории Пур-Тазовской НГО. Сначала был проведён сбор материала из открытых источников (фондовых и литературных) и составлен хронологический график с 1933 года по настоящее время (рис. 7). Анализ этого графика позволил проследить, какие методы ГРР применялись в прошлом, какие результаты были получены и как менялось геологическое представление об исследуемой территории. Следующим шагом был обзор ретроспективных методов, применённых на территории Пур-Тазовской НГО, с их ранжированием по информативности получаемой информации и по этапам и задачам ГРР.

Информативность ретроспективных методов оценивалась на основании трёх главных критериев. Первый из них – наличие геолого-геофизической, геохимической,

гидрогеологической, инженерно-промысловой изученности и количество исследований, проведённых на объекте исследований. Второй критерий – год выполнения или своевременность выполненных исследований, согласно предложенной последовательности задач ГРР (Поляков, 2023) и третий – результаты, полученные для решения поставленной задачи.

Каждая задача ГРР ранжировалась на «выполненную» (зелёный), «невыполненную» (красный) или «выполненную на более поздних этапах ГРР» (оранжевый). Таким образом, получился «светофор», показывающий информативность решения задач ГРР разными методами на исследуемой территории (рис. 8).

Для тестирования комплексного подхода принципиально важен третий критерий, поскольку необходимо воспроизводить применение методов согласно предлагаемой технологии. Соответственно, при тестировании подходят только методы, решившие поставленные задачи (зелёный и оранжевый). Для задач, отмеченных красным, необходимо проводить дополнительные исследования на основе ретроспективных данных.

Можно заметить, что после проведения регионального этапа ГРР наиболее слабо изученным вопросом является вопрос о времени структурных перестроек, от которого зависит время работы углеводородной системы и время прихода УВ в сформированную ловушку. Не установление критериев, по которым прогнозируются процессы работы углеводородной системы, приводит к пропущенным залежам и неэффективному бурению.

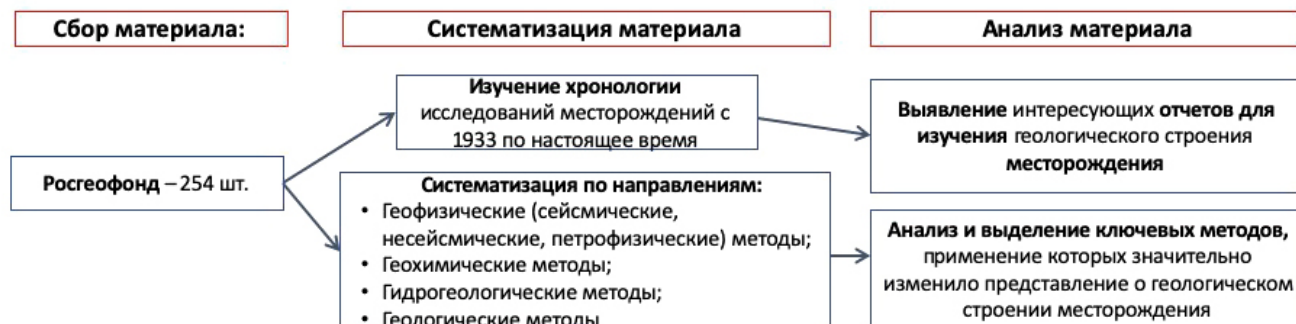
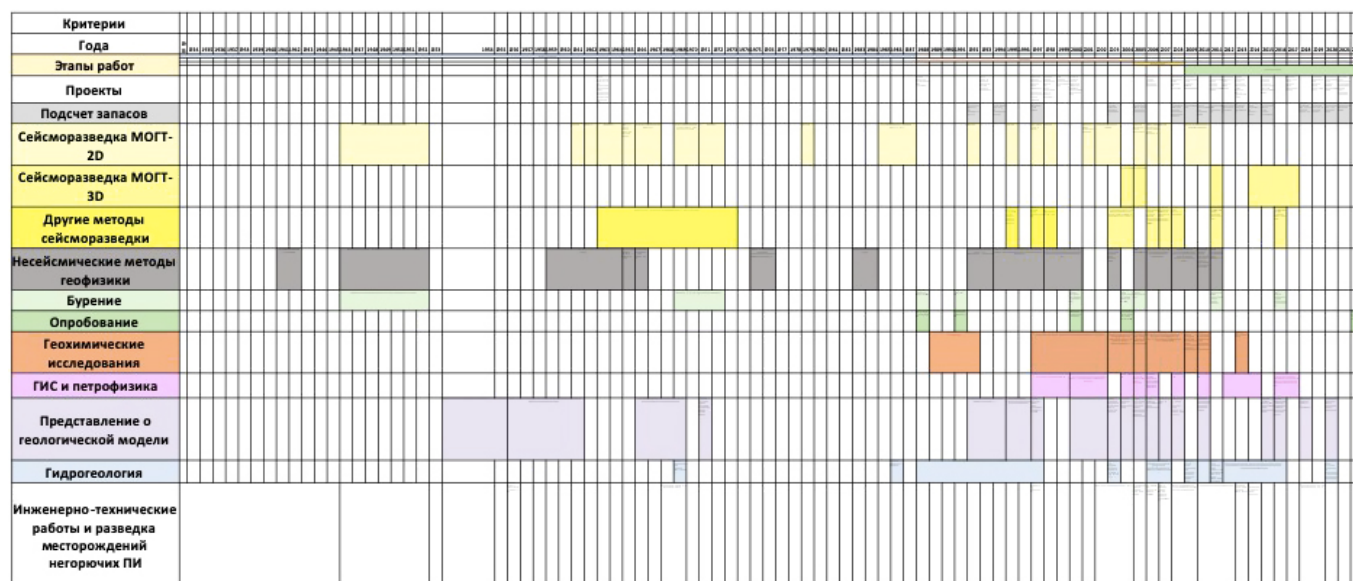


Рис. 7. Хронологический график изучения Пур-Тазовской НГО

Область применения	Задачи	Методы и плотность геолого-геофизической изученности					Года выполнения	Результаты для решения поставленной задачи
		Геофизические	Геологические	Геохимические	Гидро-геологические	Инженерно-промысловые		
Выявление структурного плана бассейна	Определение местоположения бассейна в региональном геологическом плане	Сейсморазведка МОГТ-2D 6 кр. Волны плотности сейсмических профилей 0,4км на км2					1975-1985	Подтверждено, что район работ приурочен к зоне рифтогенеза и глубинного разлома по сочленению Пендомаяхской впадины и Большехетского метавала. Установлена приуроченность перспективных зон к разломам рифтовой зоны и инверсионному валу (Сузунский метавал)
	Анализ современного структурного плана	1. Сейсморазведка МОГТ-2D 6 кр. Волны 2. Аэромагнитная съемка, масштаб 1:100000, Н=750м, плотность сейсмических профилей 0,4км на км2	3. Геологическая съемка, 1:200000				1.1975-1985 2.1985 3.1965	1. Выявлено поднятие 2. Составлены по основным магнитоактивным горизонтам (поверхность кристаллического фундамента, рифейских отложений, подошвы осадочного чехла) 3. Изучено геологическое строение района
	Региональное тектоническое районирование	1.Сейсморазведка МОГТ-2D 48р 2.Магнитная съемка					1961-1989	1.Выделены структурно-тектонические этажи. 2.Изучено строение промежуточного структурного этажа и фундамента, выделены блоки доюрского основания. 3.Наиболее перспективные зоны выделены вдоль Южно-Малохетского, Западно-Худосейского и Восточно-Худосейских разломов.
Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	Стратификация опорных разрезов (скважин, обнажений)		Скважины Сузунская 1, Сузунская 3, Лодочная 1				1986-1988	Стратификация отложений
	Выделение сейсмо-стратиграфических комплексов и региональных несогласий.	1.Сейсморазведка МОГТ-2D 2. Сейсморазведка МОГТ-2D 12кр 3. Гравиметрическая съемка 1:100000. 4.Магниторазведка 1:100000					1.1986 2.1987 3.1992 4.1995-1997	1. Проведен сеймостратиграфический анализ, который показал увеличение мощности нижнехетских отложений с запада на восток. 2. Сеймостратиграфический анализ уровней яковлевской - нижнехетской свит нижнего мела. 3. Выявлены Яндуская, Недоухская, Чарские клиноформы 4. Построены карты графиков остаточного гравитационного и магнитных полей.
	Выделение крупных трансгрессивно-ретрессивных циклов (крупночленая цикличность разреза)							
Тектонические реконструкции	Оценка скорости тектонических движений и расчет мощности эродированных отложений							
	Реконструкция палеоструктурного плана Реконструкция термической истории развития бассейна							
Описание истории развития бассейна	Палеогеографические реконструкции. Реконструкция обстановок осадконакопления					Термометрические исследования	1993-2000	Дифференциация теплового поля
	Выделение этапов геологического развития							
	Лито-фациальные комплексы отложений							
Определение нефтегазоносности	НГК. Выделение региональных нефтегазоносных комплексов	Сейсморазведка МОГТ-2D 12-24 кр. Волн.				Скважины Сузунская 1 (газ) Сузунская 3 (нефть), Лодочная 1 (нефть и газ)	1986-1988	1.Выделены юрский и меловой НГК. 2.Предположение о наличии залежи УВ в неструктурной ловушке в верхней части сиговой свиты верхней юры. 3.На основе анализа волновой картины и данных глубокого бурения построены схемы нефтегазоносности
	НГМТ. Выделение НГМТ и очага нефтегазообразования. Количество стенирированных УВ							
	Коллектор. Выделение интервалов развития коллекторов	Сейсморазведка МОГТ-2D 48р					1986-1994	Определены критерии выделения интервалов развития песчаных тел в разрез нехетской свиты
	Флюидоупор. Выделение региональных флюидоупоров	Сейсморазведка МОГТ-2D 6-24 кр. Волны плотности сейсмических профилей 0,4км-0,68 на км2					1986	Выделение региональных реперов и флюидоупоров. Кровля долганской, яковлевской, сарманской, яновстанской, георгиевской свит
	Ловушка. Выделение основных типов ловушек региона исследования. Условия формирования ловушек	1.Сейсморазведка МОГТ-2D 12кр 2. Сейсморазведка МОГТ-2D 48кр					1.1986 2.1992 3.1995 4.1997	1.Построены структурные карты по отражающим горизонтам в меловых и нижнеюрских отложениях. 2. Построены геолого-геофизические профили, структурные карты и карты изохрон в масштабе 1:200000, 1:100000 по основным ОГ 3.Уточнена стратиграфическая шкала района Пур-Тазовской НГО, даны рекомендации по перспективным объектам юрско-мелового комплекса пород.
	Моделирование процессов формирования УВ (время их образования) и выделение зон нефтегазоаккумуляции. Прогноз фазового состава УВ.							
Оценка ресурсов	Выбор зон (объектов), перспективных на поиски УВ. Оценка прогнозных ресурсов категорий Д1 и частично Д2			Атмохимическая съемка, 1:100000, Н=40-80м Термометрические исследования			1993-2000	Выявлено повышенное содержание метана по периферии Ванкорского месторождения Дифференциация теплового поля. над нефтяными залежами повышенные значения Т(-5), над газовыми низкие (-15С)

Рис. 8. Пример «светофора» для регионального этапа Пур-Тазовской НГО

Так, залежь часто выявляется в продуктивных отложениях, расположенных гипсометрически ниже, чем сводовая часть структуры, а сам контур нефтегазоносности слабо коррелируется с современным структурным планом. Таким примером является нефтяная залежь в пласте Сд-IX (суходудинская свита) одного из месторождений Пур-Тазовской НГО (рис. 9). При анализе современного структурного плана отчётливо видно, что южный купол месторождения находится гипсометрически выше, чем северный, значит вероятность открытия залежи выше на юге (согласно антиклинальной теории поиска месторождений). Кроме того, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов распространены примерно одинаково по всей площади. Тем не менее, результаты испытания скважин С-1, С-4 и С-8 показали, что приток нефти получен только из скважины С-1, которая расположена на северном куполе, а остальные скважины – водонасыщены. Таким образом, можно сделать вывод, что современный структурный план горизонта не полностью отражает характер распространения залежей. Поэтому возникают принципиальные вопросы, как прогнозировать распространение залежей, какие виды работ и на каких этапах они помогут недропользователю.

Дополнение выполненных ранее исследований палеоструктурными реконструкциями

С целью установления закономерностей распределения УВ по площади и разрезу необходимо вернуться к анализу регионального этапа ГРП и последовательно проработать все нерешенные задачи. Одной из таких задач является реконструкция палеоструктурного плана, которую авторы статьи выполнили на базе результатов ретроспективных исследований с минимальным количеством трудозатрат. Использованы открытые ретроспективные данные: 2D сейсмические профили, проходящие через месторождение с запада на восток; подсчетные

планы пластов; результаты геохимических съемок; схемы изопачических треугольников (зональные и локальные) для увязки региональных и локальных масштабов и сопоставления времени формирования ловушки со временем генерации, миграции и аккумуляции УВ.

Региональные сейсмические профили были увязаны с данными по объекту для создания опорного сейсмогеологического профиля, который стал каркасом для палеореконокструкций. Далее были увязаны и проинтерпретированы отражающие горизонты (ОГ) снизу-вверх по разрезу: кровля палеозойского комплекса (ОГ F), пермско-триасовый сейсмокомплекс (ОГ T₁₋₂, T₃), кровля доюрского сейсмокомплекса (ОГ A), юрский сейсмокомплекс: кровли малышевской (ОГ II_о), яновстановской (ОГ II_а), яковлевской (ОГ M), долганской (ОГ Г) и носоновской свит (ОГ С).

Восстановление геологической эволюции зоны нефтегазоаккумуляции основано на палеоструктурных реконструкциях путём построения серии палеопрофилей, как одном из наиболее информативных методов. Они базируются на методе анализа мощностей, согласно которому мощность отложений является прямым показателем амплитуды прогибания, т.к. именно погруженные зоны в процессе седиментации заполняются осадками. При этом условно принимается, что к концу периода накопления каждого слоя погруженная зона заполняется осадками, а поверхность слоя имеет выровненное горизонтальное положение. Таким образом, построение каждого палеопрофиля ведется путем откладывания вниз от горизонтальной линии (принятой за нулевую поверхность) мощности исследуемой толщи. За мощность пласта в данном случае принимают расстояние между верхней и нижней его границей по вертикали. Первый палеопрофиль строится для самой древней толщи. При построении следующего палеопрофиля от нулевой поверхности откладывается мощность более молодого пласта, а мощности более

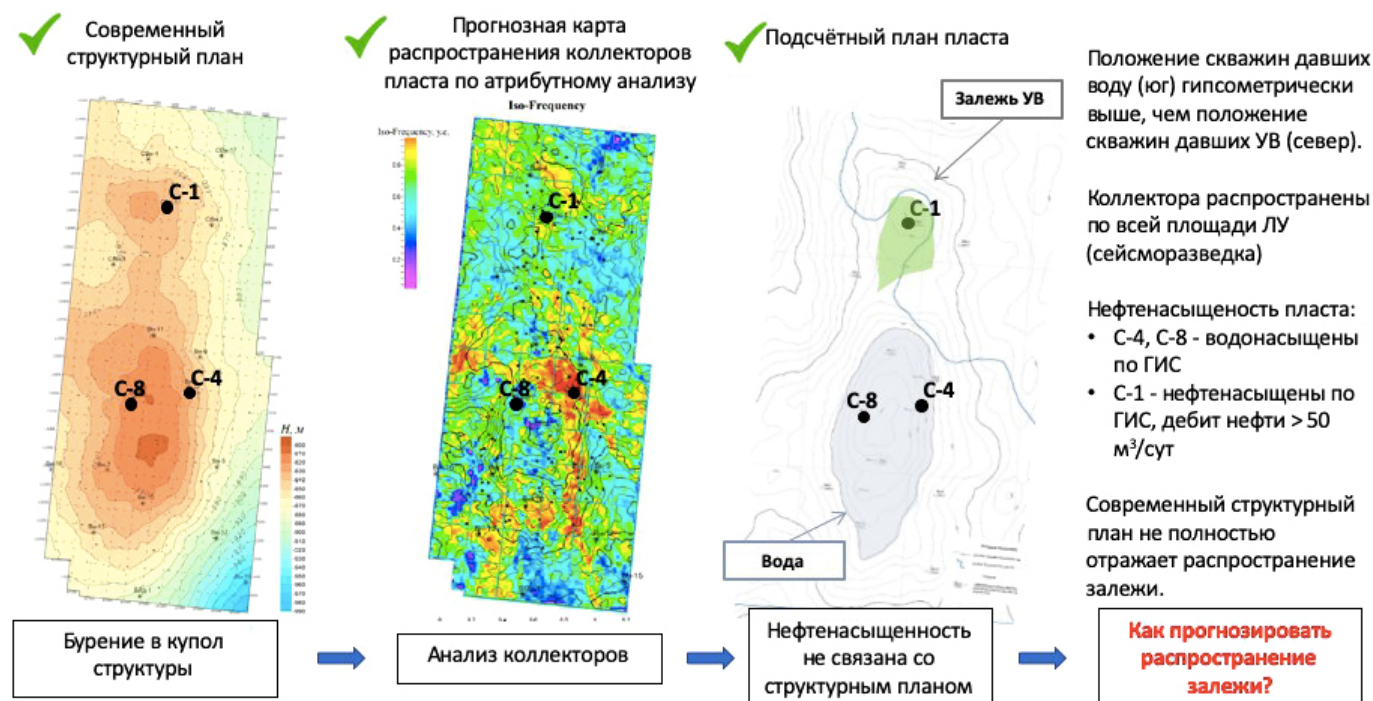


Рис. 9. Несоответствие гипсометрического положения открытой залежи прогнозу в наиболее приподнятой части структуры (Поляков, 2023)

древних толщ постепенно наращиваются от нижней границы пласта вниз. Подобный алгоритм действий повторяется при построении последующих профилей до получения современного разреза. Кроме того, при реконструкциях учитываются особенности консолидационного осадконакопления, т.е. налегания отложений во время формирования инверсионных валов (Мухин и др., 2021).

По построенной сети палеопрофилей (рис. 10А-Д) можно проследить, как изменялась во времени амплитуда современной залежи и подстилающих её древних структур доюрского комплекса, предположительно поднятие по поверхности палеозоя и триасовый инверсионный вал (табл. 1). Для упрощения построений была выбрана опорная точка «О», относительно которой определялась амплитуда роста палеоподнятий.

На начало юрского периода (рис. 10А) мощность верхнетриасовых отложений в зоне развития поднятия по поверхности палеозоя составила 230 м, а в зоне триасового инверсионного вала – 480 м, что свидетельствует о росте поднятия по поверхности палеозоя в это время с последующей эрозией верхнетриасовых отложений. В середине поздней юры (рис. 10Б) относительно точки «О» поднятие по поверхности палеозоя опустилось на 10 м, в то время как триасовый инверсионный вал поднялся на 10 м. В конце раннего мела (рис. 10В) происходит активный рост поднятия по поверхности палеозоя и триасового инверсионного вала относительно точки «О». Амплитуда роста составляла 100 м и 150 м соответственно. В середине позднего мела (рис. 10Г) был повторный рост триасового инверсионного вала на 20 м, тогда как поднятие по поверхности палеозоя опустилось на 30 м.

Наличие под Сузунским мегавалом двух палеоструктур, различающихся амплитудой движений на протяжении мезозойско-кайнозойской эры, является фактором разделения многих залежей Ванкорского, Сузунского, Лодочного месторождений на два «блока»¹.

На основе палеоструктурных реконструкций можно заметить, что на протяжении всего юрско-мелового времени триасовая инверсионная складка испытывала рост, в отличие от поднятия по поверхности палеозоя, у которого отчётливо прослеживаются этапы воздымания и опускания. Такое чередование разнонаправленных тектонических движений могло привести к разрушению или переформированию залежей УВ в юрско-меловых отложениях. Перемещения флюида во времени и пространстве сопровождаются вторичными преобразованиями природного резервуара, что подтверждается результатами интерпретации ГИС и литологическими исследованиями керна и шлифов (Алексеев, 2010; Карнющина, 2022).

На основе сети палеопрофилей через Сузунский мегавал и сопредельную территорию, закартировано расположение поднятия по поверхности палеозоя и триасового инверсионного вала, над которыми формировались палеоподнятия. Именно к этим палеоподнятиям и приурочены пропущенные залежи УВ, которые оконтурены

Время	Изменение мощности, м	
	Зона поднятия по поверхности палеозоя	Зона триасового инверсионного вала
Середина позднего мела	290	660
Конец раннего мела	320	640
Середина поздней юры	220	490
Начало ранней юры	230	480

Табл. 1. Изменение во времени амплитуды поднятия по поверхности палеозоя и триасового инверсионного вала

на палеоструктурной карте суходунской свиты к началу туронского времени (рис. 10Д).

Перспективность палеоструктур в пласте Сд-IX (суходунская свита) подтверждается результатами наземной геохимической съемки и бурением скважин (Кринин и др., 2005). Таким образом, при выполнении работ на разных стадиях поиска и разведки месторождений недропользователь должен добиваться решения всех поставленных задач ГРП на каждом этапе, оценивать полноту исследований на предшествующих этапах, а также целесообразность применения того или иного метода или комплекса методов для решения или восполнения недостающих результатов и задач ГРП.

Заключение

В ходе исследования разработан и апробирован алгоритмический подход к комплексированию методов геологоразведочных работ, основанный на логике последовательного решения задач поиска и разведки углеводородных залежей. Применение предложенных алгоритмов на примере Пур-Тазовской нефтегазоносной области позволило оценить полноту и эффективность ранее выполненных ГРП и выявить пропущенные задачи.

Особое внимание уделено восстановлению времени работы углеводородной системы и структурных перестроек, что позволило выявить причины несоответствия между современным структурным планом и фактическим размещением залежей. Палеоструктурные реконструкции, выполненные с использованием сейсмических, геохимических и литологических данных, подтвердили контролируемую роль палеоподнятий и инверсионных структур в локализации залежей УВ в пределах мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Проведённый анализ показал, что игнорирование стадийности и неполное выполнение задач регионального этапа может привести к пропуску перспективных объектов. Разработанные алгоритмы комплексирования позволяют систематизировать выбор методов на всех этапах ГРП, уточнять геологические модели и выявлять дополнительные перспективы на доразведанных и сопредельных территориях. Их применение целесообразно автоматизировать в виде системы экспертной поддержки, способной адаптироваться к условиям конкретного бассейна.

¹Переобработка и переинтерпретация материалов сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на Ванкорском месторождении. ООО «ГеоПрайм», 2015.

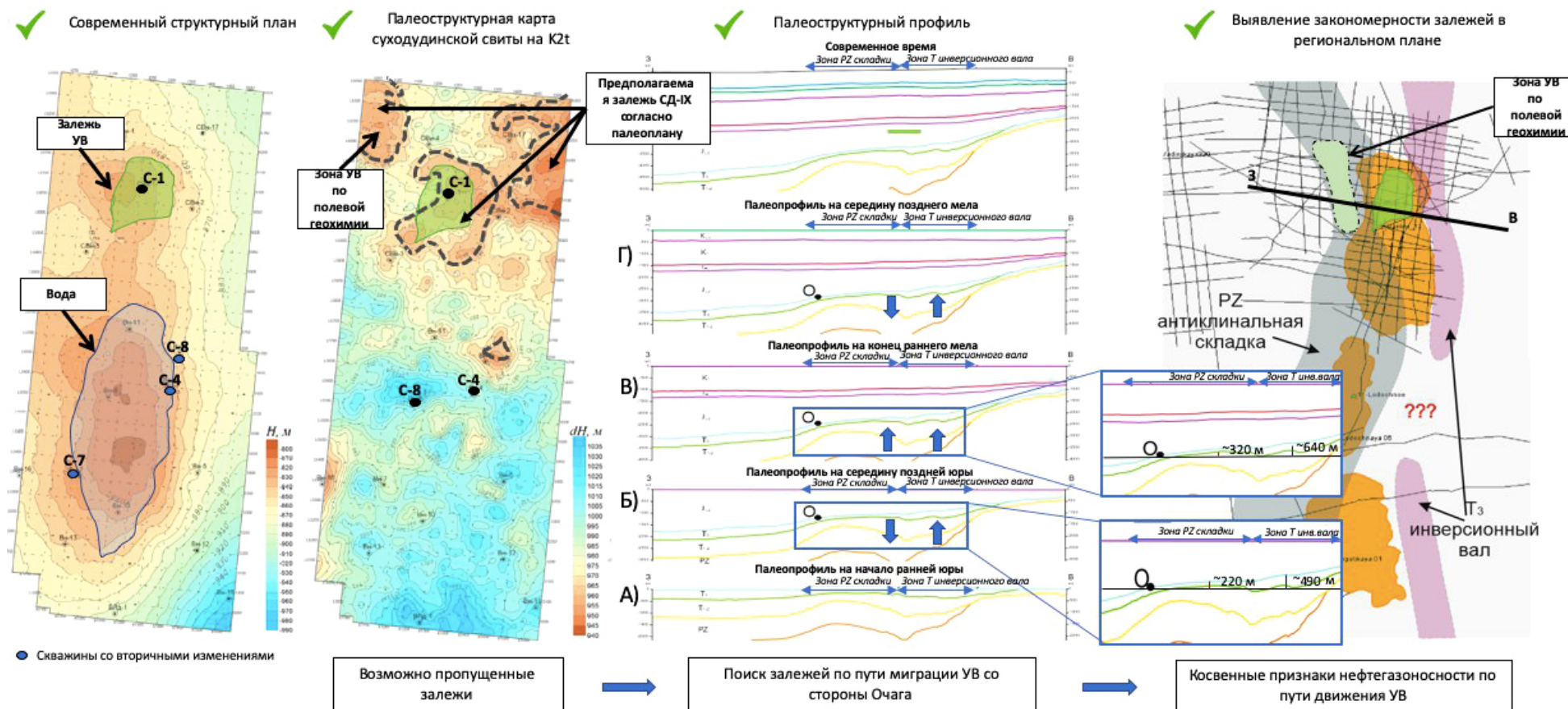


Рис. 10. Пример последовательного учёта результатов поисково-оценочного этапа ГРП в анализ процессов формирования залежи на стадии разработки месторождения и доразведки сопредельных территорий

Литература

Алексеев В.П., Амон Э.О., Глебов А.Ф., Савенко В.А., Федоров Ю.Н. (2010). Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Под ред. В.П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 257 с.

Карнюшина Е.Е. Коробова Н.И. Шевчук Н.С. Ступакова А.В. Сауткин Р.С. Сивкова Е.Д. (2022). Цикличность, обстановки осадконакопления и влияние постседиментационных процессов на строение и формирование природного резервуара ванаварской свиты венда на основе ядерного материала скважин Ново-Юдоконского месторождения. *Георесурсы*, 24(2), с. 75–92. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.10>

Кринин В.А. Кляшторная Л.Н. (2005). Геохимические работы по шлему сейсморазведочных скважин 3Д на Ванкорском газонефтяном месторождении. Красноярск.

Мухин В.М. Колотухин А.Т. (2011). Методика палеотектонического анализа при нефтегазопоисковых работах. Саратов: Наука, 67 с.

Поляков А.А. Ступакова А.В. Малышев Н.А. Сауткин Р.С. Вержбицкий В.Е. Комиссаров Д.К. Осипов С.В. (2023). Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа. *Георесурсы*, 25(4), с. 240–251. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.17>

Ступакова А.В. Поляков А.А. Малышев Н.А. Сауткин Р.С. Вержбицкий В.Е. Комиссаров Д.К. Волянская В.В. Осипов С.В. Большакова М.А. Суслова А.А. Калмыков А.Г. Ситар К.А. Воронин М.Е. Карпушин М.Ю. Мордасова А.В. Коробова Н.И. (2023). Критерии нефтегазоносности осадочного бассейна. *Георесурсы*, 25(2), с. 5–21. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1>

Сведения об авторах

Андрей Александрович Поляков – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, директор Института перспективных исследований нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Николай Александрович Малышев – доктор геол.-мин. наук, заместитель директора департамента ГРП, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, 31а

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Ольга Витальевна Трутнева – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Владимир Евгеньевич Вержбицкий – кандидат геол.-мин. наук, начальник Управления ГРП по проектам с зарубежными партнёрами, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, 31а

Дмитрий Константинович Комиссаров – главный специалист Управления ГРП по проектам с зарубежными партнёрами, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, 31а

Сергей Владимирович Осипов – кандидат физ.-мат. наук, менеджер ДНТРИИ, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115054, Москва, Дубининская, 31а

Алексей Петрович Антонов – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры математического анализа механико-математического факультета, руководитель научно-образовательного центра по цифровизации кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Владимир Георгиевич Лакеев – заместитель исполнительного директора – директор по исследованиям и разработкам, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие» (бренд «Иннопрактика»)

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., 27, корп. 1

Роман Валерьевич Лукашев – кандидат хим. наук, руководитель группы проектов, Дирекция исследований и разработок, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие» (бренд «Иннопрактика»)

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., 27, корп. 1

Статья поступила в редакцию 17.02.2025;

Принята к публикации 07.05.2025; Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Algorithms for Selecting a Set of Geological Exploration Methods to Solve Problems of Oil and Gas Prospecting and Exploration Using the Example of the Pur-Taz Oil and Gas Region

A.A. Polyakov¹, A.V. Stoupakova¹, N.A. Malyshev², R.S. Sautkin^{1*}, O.V. Trutneva¹, V.E. Verzhbitsky², D.K. Komissarov², S.V. Osipov², A.P. Antonov¹, V.G. Lakeev³, R.V. Lukashev³

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Rosneft Oil Company PJSC, Moscow, Russian Federation

³National Intellectual Development Foundation, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Roman S. Sautkin, e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Abstract. Modern geological exploration is a complex process that involves a series of research stages, each aimed at solving specific tasks in order to identify oil and gas reserves. These stages are typically carried out in a sequential manner, with the results being integrated as they are obtained. This process typically starts with a general analysis of the region where the search object is located, and then moves on to more detailed studies of the local area in order to gain a better understanding of the structure of the deposit. In this paper, we have developed algorithms for an integrated approach to exploration, which depend on the level of knowledge about the object being studied. We have also conducted an analysis of retrospective methods at different stages of exploration, using one of the most well-studied areas in the Pur-Taz oil and gas region as an example. The most poorly understood aspects of the field development stage include determining the timing of the arrival of hydrocarbons in the trap and the timing of structural changes in the hydrocarbon system. The lack of research into these regional factors leads to the loss of potential deposits. Using an example from one of the fields, we illustrate how we solved problems that had not been addressed before, such as restoring the paleostructure on a regional and zonal scale. This resulted in the identification of new promising areas for oil and gas exploration within the Pur-Taz area.

Keywords: Pur-Taz oil and gas region, integration of methods, structural reorganizations, uplift calculation, missed deposits

Recommended citation: Polyakov A.A., Stoupakova A.V., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Trutneva O.V., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Osipov S.V., Antonov A.P., Lakeev V.G., Lukashev R.V. (2025). Algorithms for Selecting a Set of Geological Exploration Methods to Solve Problems of Oil and Gas Prospecting and Exploration Using the Example of the Pur-Taz Oil and Gas Region. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 31–41. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.3>

References

- Alekseev V.P., Amon E.O., Glebov A.F., Savenko V.A., Fedorov Yu.N. (2010). Stratigraphy and paleogeography of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the Shaim oil and gas region (Western Siberia). Ed. V.P. Alekseev. Ekaterinburg: UGGU, 257 p. (In Russ.)
- Kamyushina E.E., Korobova N.I., Shevchuk N.S., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Sivkova E.D. (2022). Cyclicity, sedimentation environments and the influence of postsedimentary processes on the structure and formation of the natural reservoir of the Vanavara suite of the Vendian based on core material from wells of the Novo-Yudokonskoye field. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 75–92. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.10>
- Krinin V.A., Klyashtornaya L.N. (2005). Geochemical works on the cuttings of 3D seismic exploration wells at the Vankor oil and gas field. Krasnoyarsk. (In Russ.)
- Mukhin V.M., Kolotukhin A.T. (2011). Methodology of paleotectonic analysis in oil and gas exploration. Saratov: Nauka, 67 p. (In Russ.)
- Polyakov A.A., Stoupakova A.V., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitskiy V.E., Komissarov D.K., Osipov S.V. (2023). Integration of geological exploration methods to solve problems of search and exploration for oil and gas. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 240–251. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2023.4.17
- Stoupakova A.V., Polyakov A.A., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitskiy V.E., Komissarov D.K., Volyanskaya V.V., Osipov S.V., Bol'shakova M.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Sitar K.A., Voronin M.E., Karpushin M.Yu., Mordasova A.V., Korobova N.I. (2023). Criteria for oil and gas potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) DOI: 10.18599/grs.2023.2.1

About the Authors

Andrey A. Polyakov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Head of the Petroleum Research Institute, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nikolay A. Malyshev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Deputy Director of the Geological Exploration Department, Rosneft Oil Company PJSC
31a, Dubininskaya, Moscow, 115054, Russian Federation

Roman S. Sautkin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Olga V. Trutneva – Postgraduate Student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vladimir E. Verzhbitsky – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Geological Exploration Department for projects with foreign partners, Rosneft Oil Company PJSC
31a, Dubininskaya, Moscow, 115054, Russian Federation

Dmitry K. Komissarov – Chief Specialist of the Geological Exploration Department for projects with foreign partners, Rosneft Oil Company PJSC
31a, Dubininskaya, Moscow, 115054, Russian Federation

Sergey V. Osipov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Manager of the Department of Scientific and Technical Research and Information Technologies, Rosneft Oil Company PJSC
31a, Dubininskaya, Moscow, 115054, Russian Federation

Alexey P. Antonov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor of the Department of Mathematical Analysis, Head of the Scientific and Educational Center for Digitalization of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vladimir G. Lakeev – Deputy Executive Director – Director of Research and Development, National Intellectual Development Foundation
Build 1, 27, Lomonosovsky ave., Moscow, 119234, Russian Federation

Roman V. Lukashev – Cand. Sci. (Chemistry), Head of Project Group, Research and Development Directorate, National Intellectual Development Foundation
Build 1, 27, Lomonosovsky ave., Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 17 February 2025;
Accepted 7 May 2025; Published 30 June 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)