

Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа

А.А. Поляков¹, А.В. Ступакова², Н.А. Малышев¹, Р.С. Сауткин^{2*}, В.Е. Вержбицкий¹,
Д.К. Комиссаров¹, С.В. Осипов¹

¹ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

²Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Комплексирование – это создание комплекса методов для повышения достоверности решения задачи (группы задач). Поскольку в нефтегазовой отрасли существует большое количество методов, зачастую направленных на решение схожих задач, необходимо сократить количество применяемых методов, но использовать их результаты для достоверного определения изучаемых параметров и критериев нефтегазоносности. Таким образом, под комплексированием методов в геологоразведочных работах для поиска месторождений нефти и газа понимается создание четкой последовательной структуры решения задач геологоразведочных работ (ГРП) и алгоритмов действий рационального сочетания методов, позволяющих надежно спрогнозировать нефтегазоносность разномасштабных объектов исследования. Система может быть использована не только для выбора рационального комплекса на современных этапах ГРП, но и для поиска пропущенных залежей на уже разрабатываемых месторождениях и сопредельных территориях, в том числе и для автоматизированного применения в производственных целях.

Ключевые слова: методы поиска месторождений нефти и газа, комплексирование, геологоразведочные работы

Для цитирования: 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>

Введение

Комплексирование методов поиска и разведки месторождений нефти и газа заключается в рациональном сочетании методов для повышения надежности прогноза нефтегазоносности разномасштабных объектов исследования. По сути, при реализации геологоразведочных работ (ГРП) комплексироваются результаты методов, т.е. обобщаются и анализируются данные, полученные в ходе использования различных методов. Совокупность данных качественно и/или количественно подтверждает либо изменяет прогнозируемую модель поискового объекта, месторождения или залежи углеводородов (УВ). Необходимость комплексного анализа всех данных обусловлена неоднозначностью трактовки результатов, полученных с помощью одного метода, без учета данных, установленных другими методами. Одни и те же геологические объекты по-разному характеризуются геофизическими, геологическими, геохимическими и другими видами исследований. Поэтому требуется глубокий анализ всех показателей возможной нефтегазоносности региона, полученных разными способами, для того, чтобы прямо или косвенно подтвердить наличие и функционирование углеводородной системы в осадочном бассейне (ОБ).

Комплексирование данных происходит последовательно, как правило, от общего к частному, т.е. от анализа регионального положения поискового объекта до изучения его детального строения на локальном участке. Часто приходится идти и от обратного, а именно, имея отдельные характеристики локального объекта, встраивать историю его формирования в региональную картину геологической эволюции ОБ. Увязка детального строения объекта с региональными особенностями нефтегазоносности осадочного бассейна или зоны нефтегазонакопления является необходимым условием построения прогнозных моделей залежи УВ и позволяет избежать ошибочной интерпретации данных, полученных на локальном объекте.

На каждом этапе ГРП необходимо комплексировать информацию таким образом, чтобы последовательно подтверждать наличие элементов углеводородной системы и их работу. Элементы углеводородной системы, т.е. нефтегазоматеринская толща, коллектор, флюидоупор и ловушка, являются базовыми показателями/критериями нефтегазоносности. Элементы углеводородной системы ответственны за процессы генерации и миграции УВ и их аккумуляции в залежи, а также за вторичные постаккумуляционные процессы (Ступакова и др., 2023). При отсутствии в регионе хотя бы одного из базовых критериев нефтегазоносности формирование залежей УВ не происходит.

Все исследователи, занимающиеся поиском месторождений нефти и газа, в качестве основы ГРП использовали комплексирование данных, полученных разными

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

© 2023 Коллектив авторов

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

методами, доступными для каждого исторического этапа изучения нефтегазоносности осадочного бассейна. Теоретическими и практическими основами комплексирования методов поиска и разведки месторождений нефти и газа занимались и занимаются многие ученые, а также институты Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Российской академии наук, ведущие университеты и компании энергетического сектора страны. Одними из первых вопросами поиска нефти и газа стали заниматься В.И. Вернадский, И.М. Губкин, А.Д. Архангельский. Позднее их исследования продолжили Ю.А. Косыгин, И.О. Брод, Н.А. Еременко, А.А. Трофимук, Н.Б. Вассоевич, А.А. Бакиров, Г.А. Габриэлянц, А.Э. Контрович, А.Н. Дмитриевский, Б.А. Соколов, Ю.К. Бурлин, О.К. Баженова и многие другие ученые, чья профессиональная деятельность связана с геологией нефти и газа.

В настоящей работе мы постарались показать, как в условиях развития современных технологий, изменения методов и последовательности решения задач на разных этапах ГРП исследователи подходят к подбору методов и комплексированию их результатов; какие методы являются приоритетными, а какие только косвенно подтверждают наличие скоплений нефти и газа, но являются необходимыми для достоверной оценки нефтегазоносности. Мы также попытались ранжировать методы, изучающие геологическое строение региона, и методы, изучающие непосредственно элементы углеводородной системы, показать их взаимосвязь и необходимость комплексировать их друг с другом.

1. Ранжирование методов геологоразведочных работ

Выбор комплекса методов для решения задач ГРП возможен только при системном подходе к ранжированию

методов. В настоящее время существует большое разнообразие методов ГРП на нефть и газ, общее число которых в авторском каталоге составляет более 500. Все методы прямо или косвенно позволяют решать задачи поиска и разведки месторождений УВ. Для рационального выбора методов необходимо проанализировать каждый из них с целью определения его информативности, достоверности и существующих ограничений в конкретных геологических условиях. Для этого методы ранжируются по направлениям и решаемым задачам ГРП. В каталоге методов, составленном нами, последние ранжированы по пяти направлениям в зависимости от той или иной применяемой технологии. Так, в каталоге выделяются методы геофизического, геологического, геохимического, гидрогеологического и инженерно-промышленного направлений. Каждый из методов также ранжируется по параметрам, сгруппированным в блоки для их целевого использования.

Одним из унифицированных критериев ранжирования методов является область их применения. Последняя определяется по комплексу задач, реализуемых на каждом из этапов ГРП, результатом решения которых является информация о геологической характеристике объекта и базовых критериях его нефтегазоносности. Последовательный комплекс задач, на основе которых были ранжированы методы, основан на «Временном положении об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» (2001 г.). Задачи ГРП были нами несколько расширены и выстроены в последовательность действий с указанием методов, необходимых для их решения.

Как правило, отдельно взятый метод направлен на решение одной группы задач, но он также может косвенно решать задачи второй группы (рис. 1). При повышении степени изученности объекта увеличивается число задач, связанных с детальной характеристикой базовых

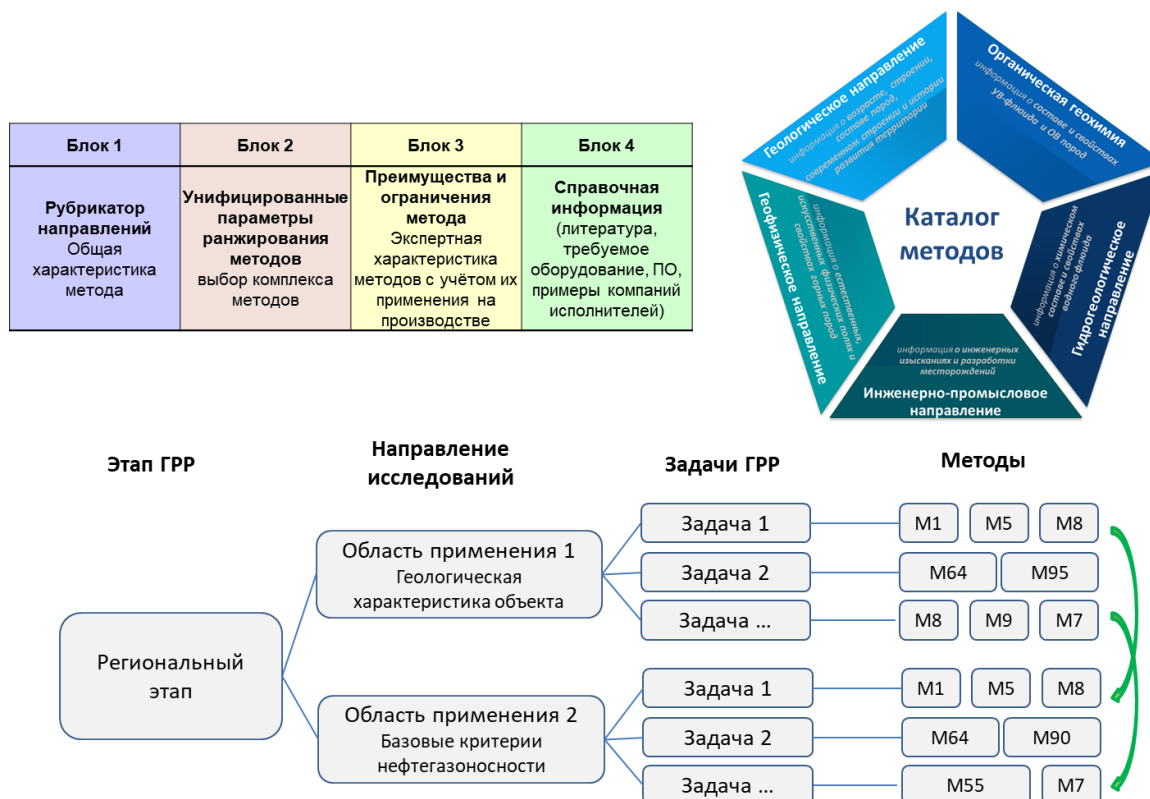


Рис. 1. Схема комплексирования методов поиска нефти и газа по информативности и задачам ГРП

критериев нефтегазоносности. Полученные результаты с помощью всех методов сопоставляются между собой и уточняются на разных этапах ГРП. Часто информация, полученная в ходе реализации метода на более поздних стадиях ГРП, используется для уточнения моделей, построенных на ранних этапах изучения региона.

Ранжирование методов производится на каждом этапе ГРП и имеет свои цели, задачи и объекты изучения, которые меняются от зоны нефтегазонакопления до изученности промышленных залежей УВ и разрабатываемых месторождений.

2. Региональный этап изучения

На региональном этапе для бассейнов (или отдельных зон и районов в их составе) слабой степени изученности задачи выстраиваются таким образом, чтобы максимально полно охарактеризовать геологическое строение объекта исследований и косвенно оценить его базовые критерии нефтегазоносности (табл. 1).

Геологическая характеристика объекта. Для нее на региональном этапе его изучения необходимо сначала определить структурный план и тип бассейна, провести его тектоническое районирование и выделить структурные этажи по данным дистанционных, сейсмо-, гравитационных и магниторазведочных методов, а также по результатам бурения скважин. Для повышения информативности о строении региона исследований целесообразно также применение и тектонофизических методов, которые важны для понимания в нем современной геодинамической обстановки (табл. 2).

При литолого-стратиграфическом расчленении разреза проводится стратификация выделенных по сейсморазведке комплексов отложений и дается первичное литологическое описание пород. Для этого используются методы сейсморазведки МОГТ 2D, стратиграфического расчленения разрезов скважин, литологии и литолого-фациального анализа. Результаты, полученные с помощью перечисленных методов, согласовываются с данными анализа современного структурного плана региона.

При тектонических реконструкциях обычно проводят общее описание этапов геологического развития региона. Вместе с тем для анализа изменения структурного плана во времени, оценки масштаба эрозионных процессов и определения этапов формирования ловушек необходимо выполнять региональные палеоструктурные построения. Восстановление истории развития осадочного бассейна должно проводиться совместно с анализом его термической эволюции (табл. 1).

При изучении истории развития бассейна выполняется литолого-фациальный анализ пород, результаты которого сопоставляются с данными палеогеографических реконструкций исследуемого бассейна. При этом используются материалы и данные камеральной обработки, уже полученные методами литологии и литолого-фациального анализа, сейсморазведки, анализа современного структурного плана, а также сведения по реконструкции истории геологического развития бассейна.

Характеристика базовых критериев нефтегазоносности. При определении базовых критериев и оценке нефтегазоносности региона исследований изучаются следующие элементы.

Область применения	Задачи регионального этапа ГРП	Результат
Выявление структурного плана бассейна	○ <i>Определение типа бассейна и местоположения объекта исследований в региональном геологическом плане</i>	Геологические характеристики объекта для выделения базовых критериев НГБ
	○ <i>Анализ современного структурного плана региона</i>	
	○ <i>Региональное тектоническое районирование</i>	
	○ <i>Современные геодинамические обстановки</i>	
Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	○ <i>Стратификация опорных разрезов (скважин, обнажений)</i>	
	○ <i>Выделение сейсмо-стратиграфических комплексов и региональных несогласий</i>	
	○ <i>Выделение крупных трансгрессивно-регрессивных циклов (крупноячейная цикличность разреза)</i>	
	○ <i>Оценка скорости тектонических движений и расчет мощности эродированных отложений</i>	
Тектонические реконструкции	○ <i>Реконструкция палеоструктурного плана</i>	
	○ <i>Реконструкция термической истории развития бассейна</i>	
	○ <i>Палеогеографические реконструкции. Реконструкция обстановок осадконакопления</i>	
Описание истории развития бассейна	○ <i>Выделение этапов геологического развития</i>	
	○ <i>Лито-фациальные комплексы отложений</i>	
	○ <i>НГК. Выделение региональных нефтегазоносных комплексов</i>	Базовые критерии нефтегазоносности
Определение нефтегазоносности	○ <i>НГМТ. Выделение НГМТ и очага нефтегазообразования. Количество сгенерированных УВ</i>	
	○ <i>Коллектор. Выделение интервалов развития коллекторов</i>	
	○ <i>Флюидоупор. Выделение региональных флюидоупоров</i>	
	○ <i>Ловушка. Определение основных типов ловушек региона исследований. Условия формирования ловушек</i>	
	○ <i>Моделирование процессов формирования УВ (время их образования) и выделения зон нефтегазонакопления. Прогноз фазового состава УВ.</i>	
	○ <i>Выбор зон (объектов), перспективных на поиски УВ. Оценка прогнозных ресурсов категорий Д1 и частично Д2</i>	
Оценка ресурсов		

Табл. 1. Задачи регионального этапа ГРП

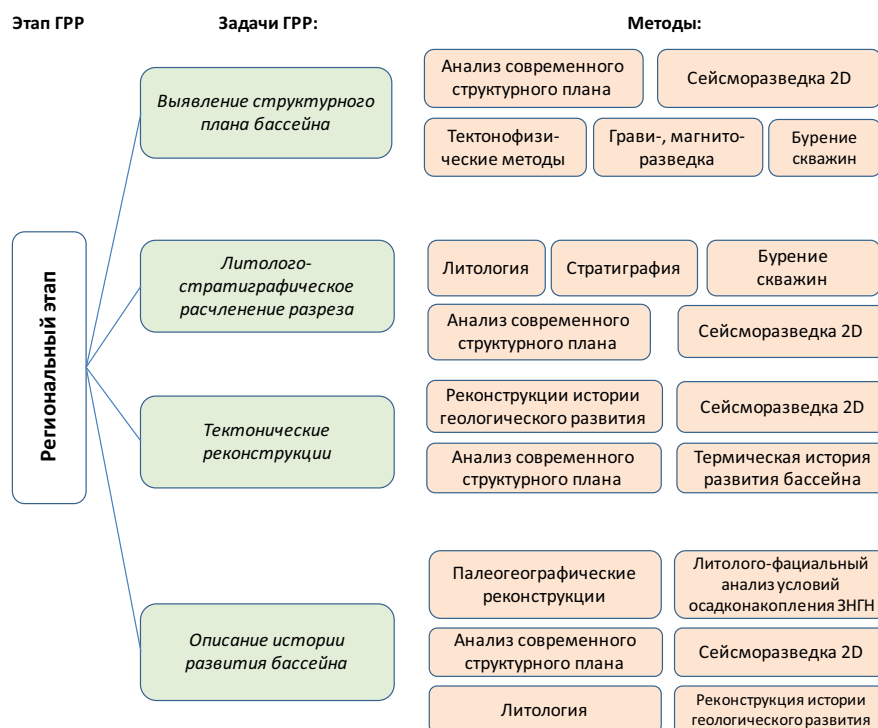


Табл. 2. Региональный этап. Комплексирование методов для геологической характеристики объекта

• Нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) и процессы генерации углеводородов. При этом определяются возможные интервалы развития в разрезе потенциальных НГМТ по выходам пород на дневную поверхность (обычно в горно-складчатых областях) и сравнению с регионами и месторождениями-аналогами. Прогнозируется также очаг нефтегазообразования, фазовый состав УВ в возможных скоплениях и устанавливаются корреляционные связи между НГМТ и составом УВ в этих скоплениях.

• Породы-коллекторы. Интервалы развития в разрезе коллекторов прогнозируются по результатам сейсмо- или секвенс-стратиграфического анализов, данным ГИС, определяются их эффективные мощности, изучаются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) по керну скважин с месторождений-аналогов.

• Ловушка. Для региона строятся структурные карты по основным отражающим горизонтам. По разрезу и площади выделяются ловушки, определяются их морфолого-генетические параметры, время формирования и возможного расформирования и др.

• Флюидоупор. Для выделенных на исследуемой территории региональных флюидоупоров осуществляется прогноз их фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств на основе имеющейся классификации (Ступакова и др., 2023).

• Процессы формирования УВ-систем. Моделирование таких процессов позволяет обосновать перспективность разнородных объектов, спрогнозировать в них возможный фазовый состав УВ. Необходимо проведение анализа зоны нефтегазообразования – бассейновый анализ.

На завершающей стадии регионального этапа строятся схемы перспектив нефтегазоносности с выделением наиболее благоприятных зон и районов для обнаружения в них скоплений УВ, проводится оценка ресурсов, даются рекомендации по наиболее перспективным поисковым

объектам, а также оцениваются геологические риски. Для каждой зоны нефтегазоаккумуляции создается принципиальная (априорная) модель прогнозируемого месторождения с учетом теоретических знаний о базовых критериях нефтегазоносности: как об элементах, так и о процессах формирования УВ-систем (таких как нефтегазоматеринская толща, коллектор, ловушка и флюидоупор, процессы генерации и миграции УВ, аккумуляции УВ в ловушках и постаккумуляционные преобразования скоплений). Перед проведением поисковых работ обосновывается выбор направлений, зон, районов и конкретных объектов.

3. Поисково-оценочный этап

Целью поисково-оценочного этапа ГРП на нефть и газ является открытие месторождения УВ. Несмотря на то что основной упор в исследованиях на данном этапе делается на характеристику поискового объекта, продолжается также и дальнейшее изучение нефтегазоносного бассейна в целом, начатое на региональном этапе (табл. 3).

Геологическая характеристика объекта. На поисково-оценочном этапе проводятся более детальное изучение и расчленение разреза в пределах района исследований, корреляция разрезов по скважинам с применением группы методов стратиграфии, обработки и интерпретации данных геофизических исследований по пробуренным поисковым скважинам. На локальном объекте/участке используются также материалы 2D-сейсморазведки. Все полученные результаты увязываются с данными литологических и литолого-фациальных исследований регионального этапа (табл. 4). При этом выполняется реконструкция обстановки осадконакопления и детально изучаются литотипы пород с использованием результатов, полученных с помощью комплекса методов, аналогичных для литолого-стратиграфического расчленения разреза.

Область применения	Задачи поисково-оценочного этапа ГРП	Результат
Выявление структурного плана ЗНГН	Определение местоположения объекта для поисково-разведочного бурения в региональном плане НГБ, ЗНГН	Геологические характеристики
Литолого-стратиграфическое расчленение разреза	Литолого-стратиграфическая корреляция разрезов и зональный сиквенс-стратиграфический анализ. Выделение мелких трансгрессивно-регрессивных циклов (анализ тонкой цикличности разреза)	
Определение обстановок осадконакопления	- Анализ литофаций. - Выделение литотипов и их гнезис	
Выявление структуры ловушки и тектонические реконструкции ЗНГН	- Определение местоположения ловушки для поисково-разведочного бурения в региональном плане НГБ, ЗНГН - Определение структурного плана и типа ловушки	Базовые критерии нефтегазоносности
	- Выявление этапов (времени) формирования ловушки - Установление роли наложенных процессов зонального уровня в изменении геометрии ловушки и разрушения залежи	
Моделирование процессов миграции УВ от очага к залежи	НГМТ. Определение наличия (содержания), состав и свойства ОВ. Катагенетическая зрелость/преобразованность ОВ и пород Флюид. Определение состава, свойств и генезиса УВ, их связи по разрезу и площади. Связь ОВ-флюид - Определение количества и типов УВ, заполнивших ловушку - Определение состава и свойств пластовой воды в ЗНГН	
	Порода коллектор. Выделение пород-коллекторов. Анализ фильтрационно-емкостных свойств. Анализ вторичных изменений в породах. Структура пустотного пространства и матрицы породы - Выделение флюидоупоров. Анализ фильтрационных свойств - Определение размера залежи. Прогноз положения зон контактов (ВНК, ГНК, ГВК)	
	Оценка запасов объекта в сумме категорий категории C1 и C2	

Табл. 3. Задачи поисково-оценочного этапа ГРП



Табл. 4. Поисково-оценочный этап. Комплексирование методов для геологической характеристики объекта

Базовые критерии нефтегазоносности. Их изучение начинается с определения условий и времени формирования ловушки с выполнением тектонических реконструкций. При этом строятся структурные карты по основным отражающим горизонтам осадочного чехла на основе площадных данных 2D-сейсморазведки, определяется тип ловушки. Особое значение придается группе методов, позволяющих проследить историю формирования ловушки во времени, характер изменения ее структурного плана,

что крайне важно также для прогноза нефтегазоносности сопредельных территорий.

При моделировании процессов миграции УВ от очага к ловушке и формировании в ней залежи изучаются нефтегазоматеринские толщи и оцениваются их количество в разрезе. С использованием методов органической геохимии и петрологии, а также результатов бассейнового анализа исследуются состав и свойства органического вещества, степень его катагенетического преобразования.

Флюиды в залежах могут быть изучены двумя группами методов. Одна группа методов позволяет определить структурно-групповой состав нефти и экстракта, а также наличие нефтяных УВ или растворимого органического вещества в породе. Второй группой методов с целью определения путей миграции флюидов оцениваются состав попутной воды, содержание и состав водорастворенных органического вещества и газов.

Количество и фазовый состав УВ на данной стадии изучения определяются по результатам опробования скважин, обработки и интерпретации данных ГИС. Кроме того, дополнительно используются результаты бассейнового анализа.

Для решения проблем, связанных с обводненностью месторождения, необходимо исследовать состав и свойства воды в зоне нефтегазоаккумуляции (ЗНГА), определить тип, минерализацию и макрокомпонентный состав пластовых вод. Гидрогеологический комплекс исследований необходим для прогноза изменения состава вод в залежи и определения источника при обводнении залежи. Кроме того, следует также отметить, что в водах часто растворены металлы и редкоземельные элементы (РЗЭ), которые представляют собой самостоятельный объект поиска и разведки (табл. 5).

На поисково-оценочном этапе ГРП модель месторождения уточняется за счет более детального изучения базовых элементов УВ-систем региона.

Породы-коллекторы. По данным ГИС прогнозируются интервалы развития в разрезе коллекторов, определяются их эффективные мощности, а по керну – ФЕС и следы миграции УВ. Породы-коллекторы изучаются с помощью группы петрофизических методов, которые позволяют оценить ФЕС породы, структуру ее пустотного пространства и матрицы (твердой фазы). Для прогноза свойств пород-коллекторов по площади и разрезу эти методы комплексуются с литологическими методами,

включающими литолого-фациальный анализ и оценку вторичных изменений в породах.

Флюидоупор. По данным литолого-фациального анализа, обработки и интерпретации данных ГИС выявляются региональные флюидоупоры, оцениваются их фильтрационные свойства.

Размер залежи УВ устанавливается по данным 2D-сейсморазведки, результатам бурения, обработки и интерпретации данных ГИС. Кроме того, определяется положение водонефтяного контакта (ВНК) и/или газонефтяного контакта (ГНК). С целью выявления наличия залежи за пределами детально изученного участка иногда применяются методы прямого геохимического поиска (табл. 6).

На завершающей стадии поисково-оценочного этапа проводится оценка и подсчет запасов УВ в продуктивных пластах. Итогом этапа является создание концептуальной модели месторождения – модели, подтвержденной фактическими данными о свойствах элементов базовых показателей/критериев и результатами изучения процессов формирования месторождения в той или иной зоне нефтегазоаккумуляции. Концептуальная модель месторождения позволяет оценить запасы УВ в его разбуренной поисковыми скважинами части и потенциальные ресурсы, а также выбрать методы разведочных работ.

4. Разведочный этап изучения

На разведочном этапе обобщаются полученные ранее фактические данные о свойствах всех базовых критериев нефтегазоносности, включая процессы формирования и переформирования залежи. Эти данные могут использоваться для уточнения геологического строения объекта (табл. 7).

Геологическая характеристика объекта сводится к уточнению структурного плана ловушки, определению ее глубины расположения, морфологии и размера

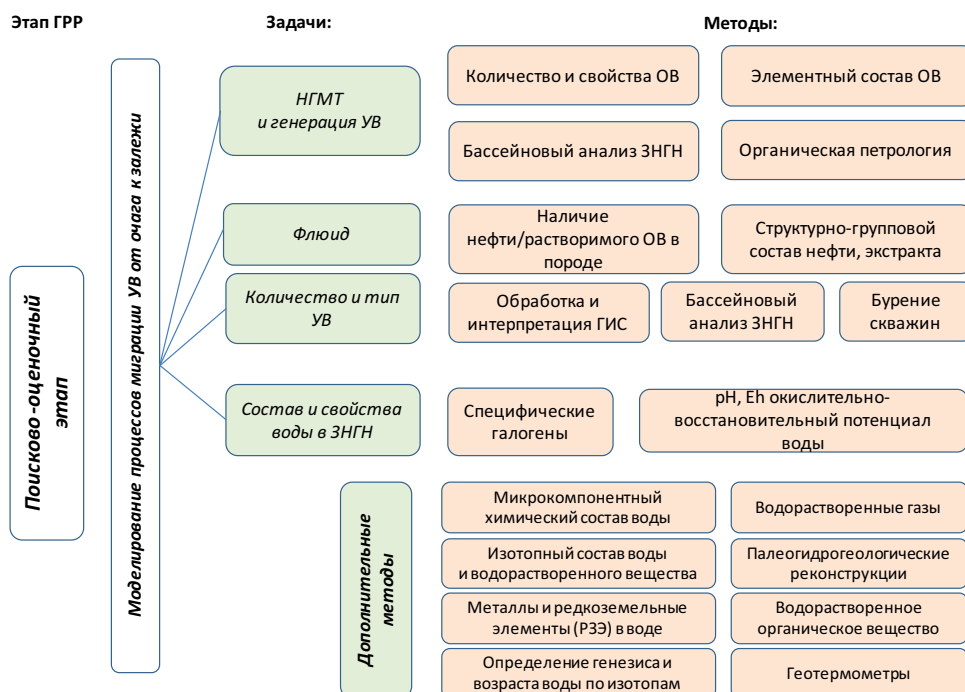


Табл. 5. Моделирование процессов миграции УВ от очага к залежи. Поисково-оценочный этап

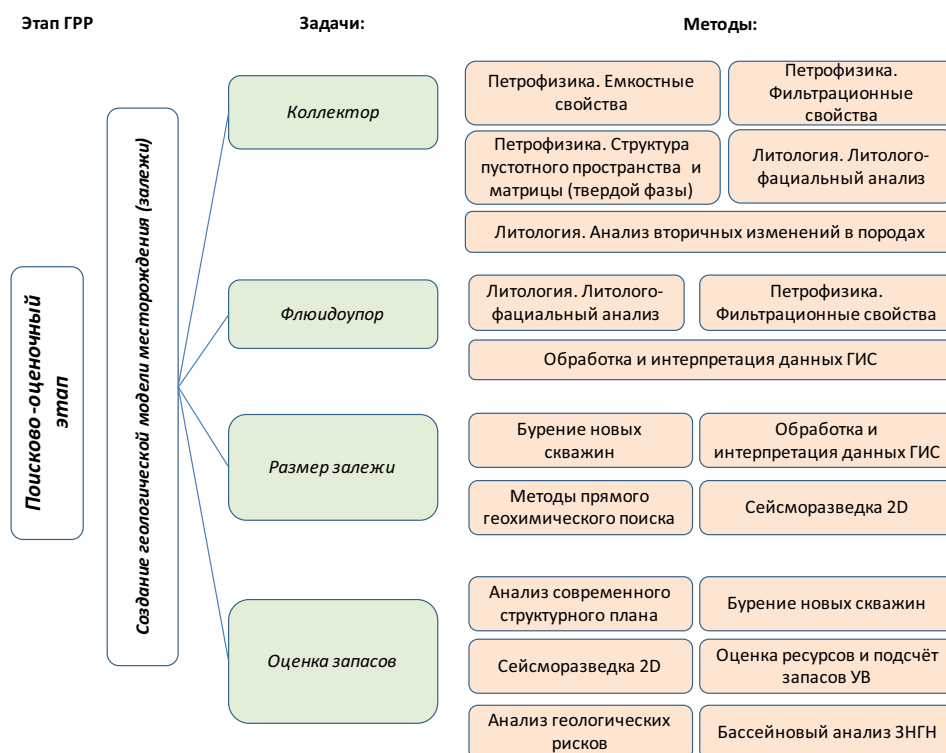


Табл. 6. Создание геологической модели месторождения (залежи). Поисково-оценочный этап

Область применения	Задачи разведочного этапа ГРП	Результат
Уточнение структурного плана ловушки	Уточнение геологического строения ловушки	Геологические характеристики
Детализация обстановок осадконакопления	Анализ литофаций и уточнение их границ распространения	
Создание первичной геологической модели месторождения	Уточнение положения контуров залежи. Уточнение положения зон контактов (ВНК, ГНК, ГВК)	Базовые критерии нефтегазоности
	Порода-Коллектор. Выявление изменений фильтрационно-емкостных свойств пород в пределах залежи в зависимости от генезиса литотипа пород	
	Порода-Коллектор. Определение влияния вторичных изменений на свойства коллектора в результате присутствия/движения в нём флюида (газ, нефть, вода)	
	Порода-Коллектор. Определение капиллярного давления. Флюидонасыщенности (степени насыщения). Смачиваемости пород	
	Флюидоупор. Определение фильтрационных свойств флюидоупора и изменение их в залежи	
Моделирование процессов аккумуляции УВ в залежи и постакумуляционные процессы	Флюид. Установление фазового распределения УВ по составу и свойствам в залежи. Химическое окисление, биодегградация	
	Определение состава и свойств пластовой воды в залежи	
Создание прогнозной гидродинамической модели месторождения	Определение термобарических условий в залежи. Зоны АВПД/АНПД. Прогноз дебитов скважин	
	Определение механических свойств пород-коллекторов и флюидоупоров	
Переоценка запасов	Уточнение геологических и извлекаемых запасов залежей (продуктивных горизонтов) месторождений по категориям C1 и частично C2	

Табл. 7. Задачи разведочного этапа ГРП

выявленной в ней залежи. Важная роль при этом отводится изучению тектонических нарушений. Для решения этих задач применяется группа методов: 3D-сейсморазведка, бурение разведочных скважин, анализ современного структурного плана, реконструкция истории геологического развития территории в пределах локального объекта,

на котором выполняются разведочные работы. Все полученные результаты увязываются с данными предыдущих этапов исследований, проводится комплексирование разномасштабных работ с целью прогнозирования объемов УВ в природных резервуарах разного типа (табл. 8).

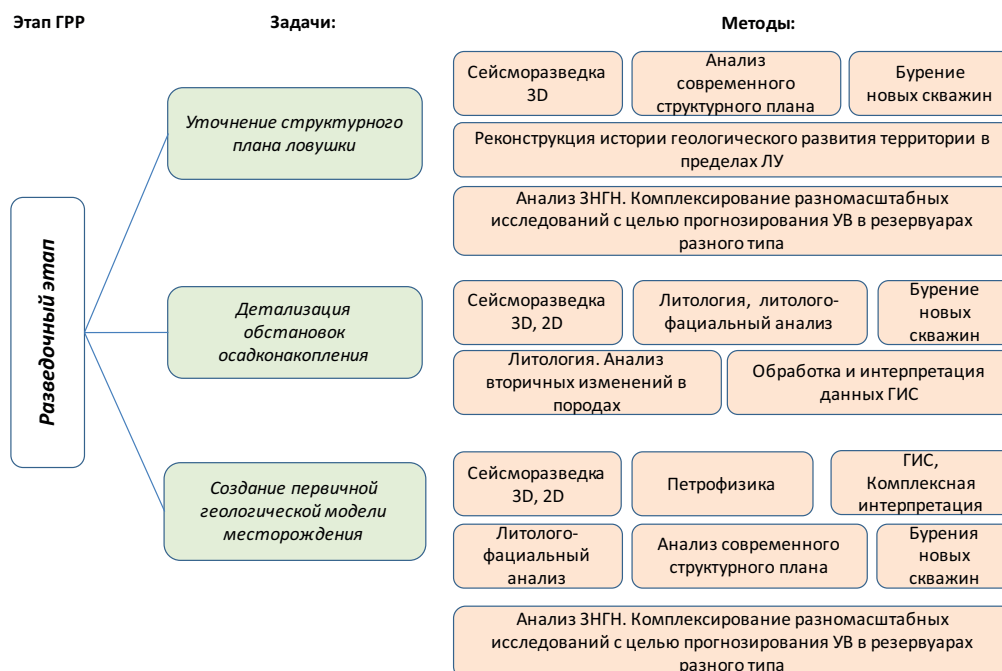


Табл. 8. Геологическая характеристика объекта. Разведочный этап

На основе комплекса литологических и петрофизических методов, а также методов 2D- и 3D-сейсморазведки осуществляется детализация обстановок осадконакопления. В результате интерпретации новых данных строятся трехмерные сейсмогеологические модели продуктивных отложений, карты распространения сеймофациальных зон, реконструируются условия формирования продуктивных пластов. В конечном итоге уточняется геологическая модель залежи, положение контура ВНК, характер изменения по площади ФЕС пород-коллекторов и их эффективные мощности.

Детализация базовых критериев нефтегазоносности на разведочном этапе связана с моделированием процессов аккумуляции УВ в залежи, при этом изучаются флюиды и процессы, происходящие в залежи.

Преимущественно специальными геохимическими методами определяются свойства нефти и/или газа (фракционный, групповой и элементный составы) и их вариации в пределах залежи. Устанавливаются также взаимосвязь между ОВ НГМТ и флюидом, наличие признаков биodeградации нефти в залежи.

Гидрогеологическими методами исследуются состав и свойства пластовой воды в залежи. При необходимости отбираются новые пробы воды, рассчитывается совместимость вод, используемых для поддержания пластового давления в залежи, с водами продуктивных горизонтов.

На рассматриваемом этапе разрабатывается гидродинамическая модель залежи, определяются пластовые давления и температура, методами гидродинамических исследований скважин (ГДИС) уточняются ФЕС пластов-коллекторов, определяются параметры предельной депрессии при работе скважин для исключения разрушения призабойной зоны пласта. На базе новых результатов, полученных на разведочном этапе, проводится переоценка запасов УВ в залежах. Итоговым результатом этапа является создание прогнозной модели залежи/месторождения,

описывающей особенности распределения свойств продуктивных пластов по площади (табл. 9).

5. Комплексирование методов ГРП для решения задач поиска и разведки нефти и газа

Комплексирование методов ГРП – это процесс итерационно-циркуляционный, по сути повторяющий реализацию методов, применяемых на предыдущих этапах работ, но уже с учетом новых данных или результатов ГРП. Так, например, анализ последовательности решения задач на разных этапах ГРП одного из хорошо изученных районов Пур-Тазовской нефтегазоносной области показал, что новая информация, получаемая на поздних этапах освоения месторождений, вызвала необходимость пересмотра их моделей, сформированных по данным региональных и поисково-оценочных исследований. Наиболее слабо изученным вопросом после проведения регионального и поисково-оценочного этапов ГРП оставался вопрос о времени структурных перестроек в районе месторождений, от которого зависит время работы углеводородной системы и время прихода углеводородов в сформированную ловушку.

Для Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна (Непско-Ботубинская антеклиз) одним из поисковых признаков нефтеносности региона является наличие древних разломов северо-западного простирания, по которым, скорее всего, в ходе истории развития территории происходило поступление гидротермальных вод. Однако гидротермы Восточной Сибири играли другую роль по сравнению с таковыми в Западно-Сибирском бассейне. Они обусловили формирование в разрезе зон засоления (непроницаемых барьеров), которые не позволили разрушиться древним залежам УВ и способствовали сохранности месторождений до настоящего времени.

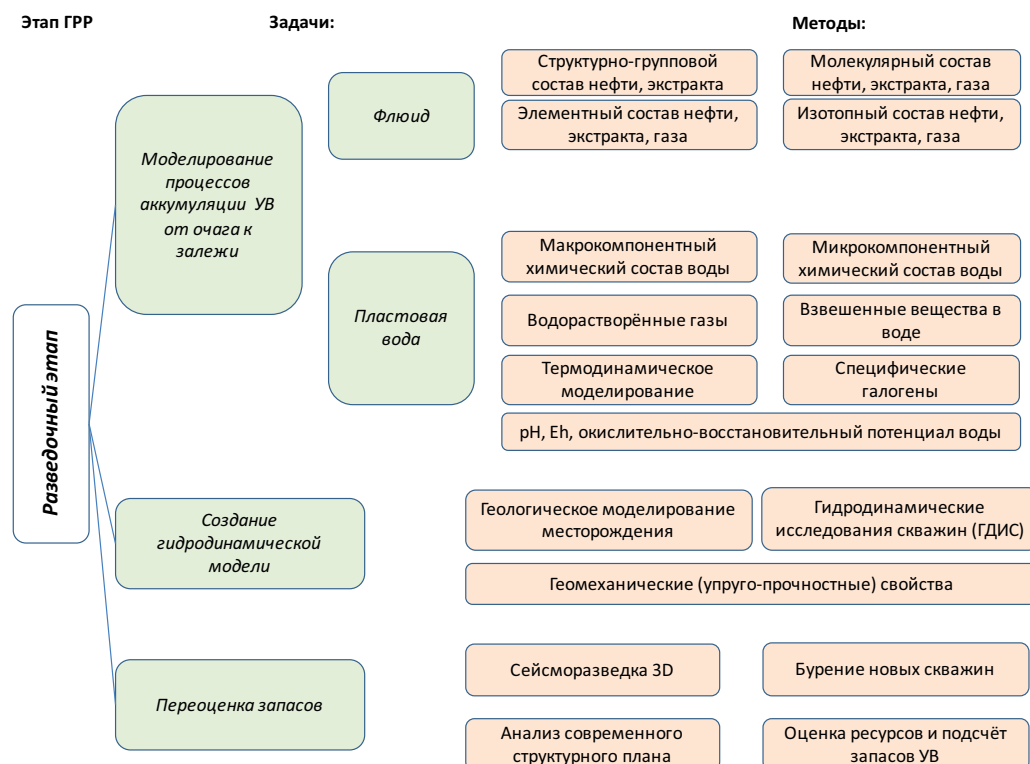


Табл. 9. Детализация базовых критериев нефтегазоносности. Разведочный этап

Выявление новых поисковых признаков нефтегазоносности происходит часто на этапе разведки и разработки месторождений нефти и газа, когда неизвестные ранее закономерности определяются после тщательной обработки kernового материала геохимическими и петрофизическими методами. Поэтому представляется необходимым постоянно обращаться к результатам предыдущих этапов геологоразведочных работ и интегрировать новые данные в геологические модели разного уровня.

Пример комплексирования методов для решения задач предшествующих этапов и интеграции их в общую программу работ для поиска пропущенных залежей. На примере нескольких месторождений из разных нефтегазоносных бассейнов проведен анализ результатов ретроспективных исследований от начала регионального этапа (40–50-е годы XX в.) до современных исследований на эксплуатационном этапе. Все методы были ранжированы на геофизические, геологические, геохимические, гидрогеологические и инженерно-промысловые, а также по информативности получаемой геологической информации и базовым критериям.

Информативность ретроспективных методов оценивалась на основании трех главных критериев:

1) наличие геолого-геофизической, геохимической, гидрогеологической, инженерно-промысловой изученности и количество исследований, проведенных на пилотном объекте;

2) год выполнения или своевременность выполненных исследований согласно предложенной последовательности задач ГРП;

3) информативность полученных результатов с помощью каждого метода для решения поставленной задачи.

Каждая задача из списка задач ГРП ранжировалась на «выполненную», «невыполненную» и «выполненную

несвоевременно», т.е. выполненную на более поздних этапах ГРП. Таким образом, оценивалась возможность открытия месторождения минимальным комплексом методов с последующим его доизучением, в том числе и методами, применяемыми на начальных стадиях ГРП.

Оценка информативности методов заключалась в возможности использования результатов методов для прямого или косвенного ответа на вопросы, поставленные в ходе реализации программы ГРП. Если метод применяется на более поздних стадиях, то его результатами восполняются пробелы в предыдущем изучении, а также решают новые задачи детального прогноза. Чаще всего задачи до конца не решаются на региональном этапе. Отсутствие необходимых результатов восполняется на более поздних стадиях ГРП, а некоторые задачи так и остаются нерешенными или решаются формально.

Для всех изученных месторождений типичными «нерешенными» задачами остаются:

- оценка скорости тектонических движений и расчет мощности эродированных отложений;
- реконструкция палеоструктурного плана для конкретных участков и зон нефтегазоаккумуляции;
- разработка критериев выделения элементов углеводородной системы для конкретного объекта;
- разработка критериев оценки работы углеводородной системы, т.е. процессов, которые приводят к формированию или переформированию залежи.

Отсутствие критериев, по которым прогнозируются процессы работы углеводородной системы, приводит к пропущенным залежам и неэффективному бурению. Так, залежь часто открывается в продуктивных отложениях, расположенных гипсометрически ниже, чем сводовая часть структуры, а сам контур нефтегазоносности слабо коррелируется со структурным планом (рис. 2). Поэтому

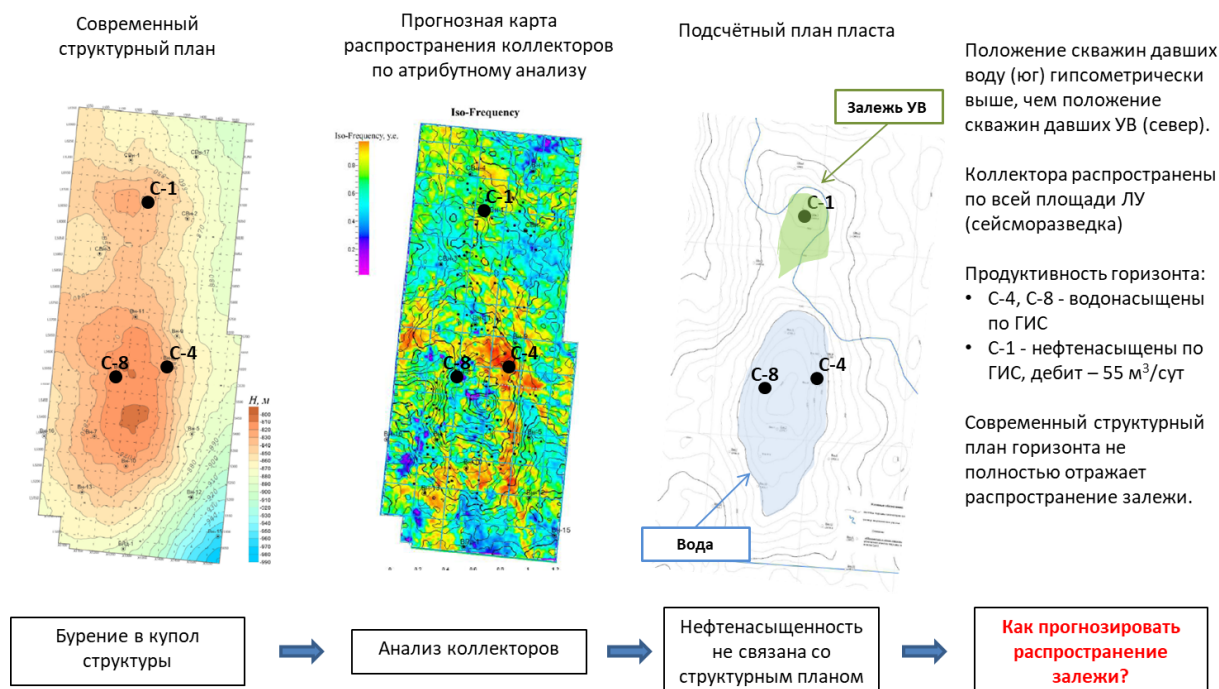


Рис. 2. Несоответствие гипсометрического положения открытой залежи прогнозу в наиболее приподнятой части структуры

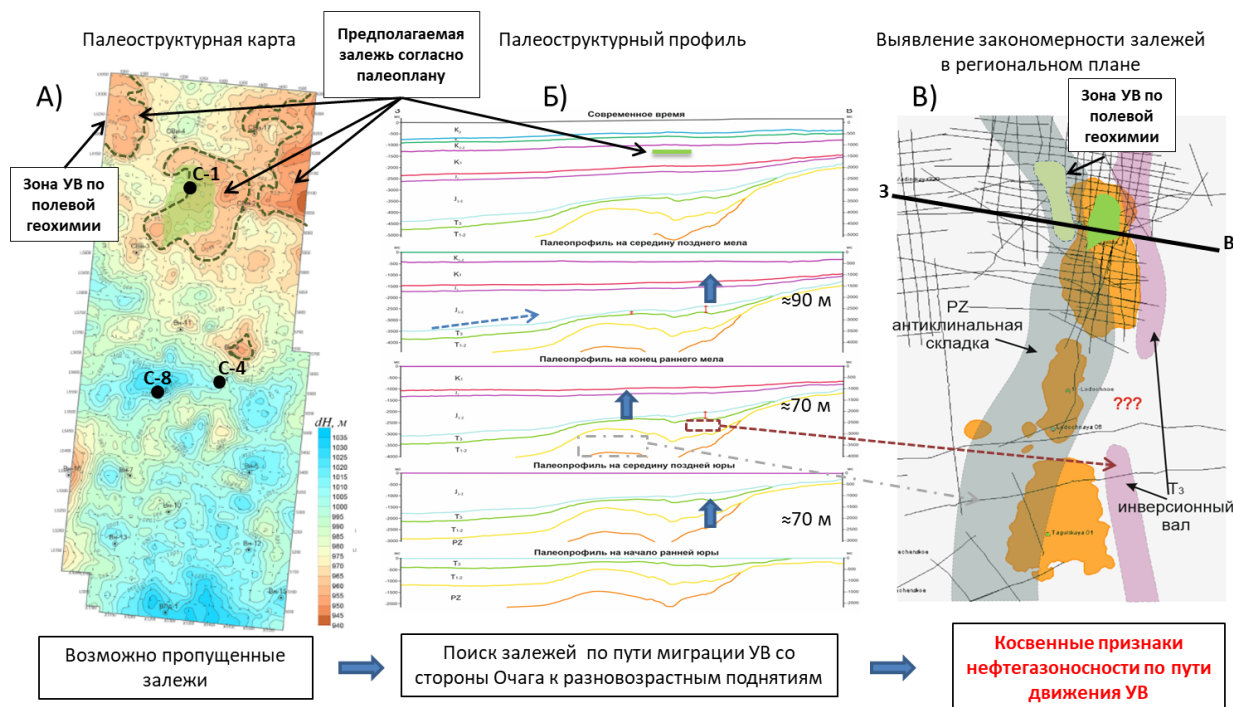


Рис. 3. Пример последовательного встраивания результатов поискового этапа ГРП в анализ процессов формирования залежи на стадии разработки месторождений и доразведки сопредельных территорий

возникает принципиальный вопрос, как прогнозировать распространение залежи, какие виды работ и на каких этапах помогут недропользователю.

Для объяснения закономерностей распределения углеводородов по площади и по разрезу мы решили вернуться к анализу регионального этапа ГРП и последовательно проработать все нерешенные задачи регионального и поисково-оценочного этапов (рис. 3). Одной из таких задач, результаты которой не были получены или получены, но не встроены в единую модель формирования месторождений, была реконструкция палеоструктурного

плана. Поскольку для ее решения были все необходимые ретроспективные данные, то мы смогли провести палеоструктурные реконструкции 2D-сейсмических профилей и палеоструктурный анализ, сопоставленные с интерпретацией результатов изопакетических треугольников (в том числе зональных), с целью увязки региональных и локальных масштабов для определения времени формирования ловушки со временем генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Для определения времени формирования ловушек в региональном плане были построены 2D-палеогеографические

показывающие изменение амплитуды поднятий в разное время. Амплитуда палеоподнятий варьировалась во времени от 70 до 100 м и более (рис. 3Б). Проследив изменения положения сводов структуры во времени по сети палеосейсмогеологических разрезов, была построена схема расположения палеосводов по площади (рис. 3В). Именно к этим палеоподнятиям и оказались приурочены пропущенные залежи углеводородов. Выводы, сделанные по материалам анализа палеореконокструкций, подтвердились результатами наземной геохимической съемки. На других месторождениях они подтверждаются данными электромагнитной съемки. Таким образом, при выполнении работ на разных стадиях поиска и разведки месторождений недропользователь должен добиваться ответа на все поставленные задачи этапа ГРП, оценивать полноту исследований предшествующих этапов, а также целесообразность применения того или иного метода или комплекса для их решения или восполнения недостающих результатов.

Заключение

Комплексирование методов ГРП для достоверного решения задач поиска и разведки нефти и газа возможно только при калибровке и интеграции разнородных данных и их корректной систематизации в каталоге методов, где каждый из методов ранжирован по своим параметрам и направлениям исследований. Ранжирование методов производится по следующим двум основным направлениям: 1) последовательное решение задач ГРП, и 2) определение базовых критериев нефтегазоносности.

Результаты предыдущих исследований должны стать основой для решения задач на последующих этапах ГРП и обязательно увязываться с новыми полученными результатами. Это позволяет уточнять модели объектов и устанавливать новые поисковые признаки для обнаружения в них скоплений нефти и газа. Стадийность изучения базовых критериев нефтегазоносности должна реализовываться последовательно на всех этапах ГРП. Особое внимание при этом необходимо уделять изучению процессов генерации и миграции УВ, их аккумуляции и консервации в залежах, а также постакумуляционным преобразованиям последних, которые в конечном итоге и приводят к формированию современных залежи/месторождения или к отсутствию таковых в том или ином исследуемом регионе. Игнорирование последовательности и полного комплекса решения задач ГРП вынуждает недропользователя возвращаться к задачам более ранних этапов и проводить невыполненные виды исследований.

Литература

Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ (2001). Приложение 1 к Приказу Министерства природных ресурсов России от 7 февраля 2001 г. № 126.

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.-минерал. наук, вице-президент – главный геолог, ПАО «НК «Роснефть»

Россия, 115035, Москва, Софийская наб., д. 26/1

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

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1

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

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

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

Россия, 119234, Москва, ГСП-1, Ленинские горы, д. 1

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

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

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

Россия, 115054, Москва, Дубининская, д. 31а

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

Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 55/1, стр.2

Статья поступила в редакцию 13.11.2023;

Принята к публикации 29.11.2023;

Опубликована 30.12.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integration of petroleum geology methods for oil and gas exploration

A.A. Polyakov¹, A.V. Stoupakova², N.A. Malyshev¹, R.S. Sautkin^{2}, V.E. Verzhbitsky¹, D.K. Komissarov¹, S.V. Osipov¹*

¹Rosneft, Moscow, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

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

Abstract. Integration of petroleum geology methods is the process of applying results of several methods for solving a task or group of tasks in order to reduce the limits of uncertainties in its solution. Since in the oil and gas industry there are a large number of methods, often aimed at solving similar problems, it is necessary to reduce the number of methods solving the same tasks. Thus, the integration of petroleum geology methods means the creation of exploration structures and algorithms for prediction of oil and gas contents. The system can be used not only to select a rational complex of exploration methods, but also to predict petroleum potential in the area by different methods, including IT technologies.

Keywords: petroleum geology methods, integration, geological exploration

Recommended citation: Polyakov A.A., Stoupakova A.V., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Osipov S.V. (2023). Integration of petroleum geology methods for oil and gas exploration. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 240–251. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.17>

References

Stoupakova A.V., Polyakov A.A., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Volyanskaya V.V., Osipov S.V., Bolshakova 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 of petroleum potential of a sedimentary basin. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 5–21. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.1>

Temporary regulations on the stages and phases of geological exploration for oil and gas (2001). Appendix 1 to Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated February 7, 2001. No. 126. (In Russ.)

Manuscript received 13 November 2023;

Accepted 29 November 2023;

Published 30 December 2023

About the Authors

Andrey A. Polyakov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Vice President – Chief Geologist, Rosneft
26/1, Sofiyskaya emb., Moscow, 115035, 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 Exploration Department, Rosneft
31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

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

Vladimir E. Verzhbitsky – Cand Sci. (Geology and Mineralogy), Head of Exploration Department for Projects with Foreign Partners, Rosneft
31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Dmitry K. Komissarov – Chief Specialist of Exploration Department for Projects with Foreign Partners, Rosneft
31a, Dubininskaya st., Moscow, 115054, Russian Federation

Sergey V. Osipov – Cand Sci. (Physics and Mathematics), Manager DNTRI, Rosneft
55/1, build. 2, Leninsky ave., Moscow, 119333, Russian Federation