

УДК 553.98.001.5

Современные вызовы нефтяной геологии. Альтернативы и перспективы развития: сборник докладов, посвященный 90-летию АО «ВНИГРИ» (г. Санкт-Петербург, 6-8 ноября 2019 г.). - СПб: АО «ВНИГРИ», 2019. – (1-CD-R).

Настоящий сборник содержит материалы конференции «Современные вызовы нефтяной геологии. Альтернативы и перспективы развития», посвященной 90-летию ВНИГРИ. Тексты и рисунки публикуются в соответствии с авторским оригиналом.

© Коллектив авторов, 2019
© АО «ВНИГРИ», 2019

Содержание

О.В. Андрухова, С.В. Разманова

Принятие технологических решений при взаимодействии добывающих и сервисных компаний с позиций критериального подхода

O.V. Andrukhova, S.V. Razmanova

Making technological decisions in the interaction of mining and service companies from the perspective of a criteria approach

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Andrukhova>

Т.К. Баженова

Закономерности органической геохимии

T.K. Bazhenova

Rules of organic geochemistry

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Bazhenova>

А.С. Балахнов

Геологические основы программы развития и использования минерально-сырьевой базы Республики Коми на 2015-2030 годы (нефть и газ)

A.S. Balakhnov

Geological basis of the program for the development and use of the raw material base of the Komi Republic for 2015-2030 (oil and gas)

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Balakhnov>

В.В. Быстрова

Палеонтологический и литологический коллекционный фонд АО «ВНИГРИ»

V.V. Bystrova

Paleontological and lithological collection of VNIGRI

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Bystrova>

Ю.Н. Гололобов, Е.А. Дружинина

Условия формирования и тектоника доплитных комплексов, определивших нефтегазоносность шельфа Обской губы

Yu.N. Gololobov, E.A. Druzhinina

Formation conditions and tectonics of the pre-plate structures that determined the oil and gas potential of the shelf of the Gulf of Ob

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Gololobov>

Г.А. Григорьев

Перспективы освоения углеводородного потенциала российского арктического шельфа с нефтегеологических, технологических и финансово-экономических позиций

G.A. Grigoryev

Prospects for the development of the hydrocarbon potential of the Russian Arctic shelf concerning oil and gas, technological, financial and economic directions

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Grigoryev>

Е.Б. Грунис, И.А. Маракова, А.Г. Сотникова, С.А. Лукова

Перспективы открытия новых месторождений УВ в Тимано-Печорской провинции и Арктическом шельфе

E.B. Grunis, I.A. Marakova, A.G. Sotnikova, S.A. Lukova

Prospects for the discovery of new hydrocarbon accumulation in the Timan-Pechora province and

the Russian Arctic shelf

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/GrunisMarakova>

Е.Б. Грунис, А.Г. Сотникова, С.А. Лукова

Перспективы обнаружения новых залежей нефти и газа в малоизученных районах Предуральяского краевого прогиба (территория Тимано-Печорской НГП)

E.B. Grunis, A.G. Sotnikova, S.A. Lukova

Prospects for the discovery of new oil and gas accumulations in poorly studied areas of the Ural marginal trough (the territory of the Timan-Pechora petroleum bearing area)

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Grunis>

А.М. Жарков, Г.А. Черданцев, А.А. Фарукшин

Оценка перспектив нефтегазоносности Московской синеклизы

A.M. Zharkov, G.A. Cherdantsev, A.A. Farukshin

Assessment of oil and gas prospects of the Moscow synecline

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Zharkov>

Г.С. Казанин, С.П. Павлов, С.И. Шкарубо

Перспективный нефтегазоносный бассейн Восточно-Сибирской континентальной окраины

G.S. Kazanin, S.P. Pavlov, S.I. Shkarubo

Prospective oil and gas basin of the East Siberian continental margin

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Kazanin>

А.М. Карнаухов, О.М. Прищепа

Цифровизация геологоразведочных работ и научной деятельности в современных условиях

A.M. Karnaukhov, O.M. Prishchepa

Digitalization of exploration and scientific activities in present-day conditions

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Karnaukhov>

И.В. Колоколова, И.Н. Коновалова, М. Н. Попова, А.М. Хитров

ВНИГНИ и современная концепция трехслойных природных резервуаров нефти и газа

I.V. Kolokolova, I.N. Konovalova, M.N. Popova, A.M. Khitrov

VNIGNI and the modern concept of three-layer reservoirs of oil and gas

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Kolokolova>

А.Н. Кузьмичев, К.М. Ковалёв, М.В. Колесников, С.Х. Куреленков

Исследования по определению анизотропных фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов

A.N. Kuzmichev, K.M. Kovalev, M.V. Kolesnikov, S.Kh. Kurelenkov

Studies to determine the anisotropic filtration-capacitive properties of carbonate reservoirs

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Kuzmichev>

А.В. Куранов, М.С. Желудова, Н.А. Зегер

Ресурсная база углеводородного сырья Республики Коми: история освоения и перспективы развития

A.V. Kuranov, M.S. Zheludova, N.A. Zeger

Resource base of hydrocarbon raw materials of the Komi Republic: development history and development prospects

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Kuranov>

А.В. Мартынов

Перспективы поисков углеводородов в пределах западного склона Приполярного Урала

A.V. Martynov

Prospects for hydrocarbon exploration within the western slope of the Subpolar Urals

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Martynov>

Д.М. Меткин, Л.В. Медведева, В.И. Назаров, А.А. Ильинский

Проблемы инновационного развития Российской нефтегазовой геофизики

D.M. Metkin, L.V. Medvedeva, V.I. Nazarov, A.A. Ilyinsky

Problems of innovative development of the Russian oil and gas geophysics

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Metkin>

В.И. Назаров, О.С. Краснов, Л.В. Медведева

Цели и задачи геолого-экономического аудита сырьевой базы нефти и газа в современных условиях

V.I. Nazarov, O.S. Krasnov, L.V. Medvedeva

Goals and objectives of the geological and economic audit of the oil and gas resource base in modern conditions

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Nazarov>

А.А. Отмас, Г.А. Григорьев

Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья Балтийской нефтеносной области (российская часть) и возможные направления дальнейших поисков

A.A. Otmas, G.A. Grigoryev

Quantitative assessment of hydrocarbon resources of the Baltic oil region (Russian part) and possible directions for further searches

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Otmas>

А.В. Погодаев, В.С. Ситников, И.В. Буйдылло

Новые представления о гидродинамических условиях формирования и сохранности газоконденсатных залежей Неджелинского резервуара в пределах Хапчагайского мегаавла Вилуйского синеклизы

A.V. Pogodaev, V.S. Sitnikov, I.V. Buydillo

New ideas about the hydrodynamic conditions for the formation and preservation of gas condensate productive units of the Nejelinsky reservoir within the Hapchagai megawall of the Vilyui synecline

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Pogodaev>

А.А. Пятаев

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Рязано-Саратовского мегапрогиба

A.A. Pyatayev

Geological structure and oil and gas prospects of the Ryazan-Saratov mega fore-deep

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Pyatayev>

О.М. Прищепа, О.Е. Кочнева, Ю.В. Неведов

Трудноизвлекаемые нефти - стратегический резерв России

O.M. Prishchepa, O.E. Kochneva, Yu.V. Nefedov

Hard-to-recover oil - Russia's strategic reserve

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Prischepa>

О.М. Прищепа, А.М. Жарков

Нетрадиционные скопления углеводородов - новый стратегический резерв России в XXI веке

О.М. Prischepa, A.M. Zharkov

Unconventional hydrocarbon accumulations - Russia's new strategic reserve in the 21st century

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/PrischepaZharkov>

В.П. Семенов, Г.А. Черданцев, Л.К. Яшенкова, Ю.Ю. Бухаленкова, Р.Н. Клятышев, И.А. Кушмар

Уточнение перспектив нефтегазоносности терригенных отложений южного борта Вилуйской синеклизы на основе новых геолого-геофизических данных и технологий петрофизического и геохимического моделирования

V.P. Semenov, G.A. Cherdantsev, L.K. Yashenkova, Yu.Yu. Bukhalenkova, R.N. Klyatyshev, I.A. Kushmar

Clarification of oil and gas prospects of terrigenous sections on the southern side of the Vilyui syncline based on new geological and geophysical data and petrophysical and geochemical modeling technologies

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Semenov>

В.С. Ситников, В.Д. Габышев, К.А. Павлова, Р.Ф. Севостьянова

Актуализированные научные представления о региональной миграции углеводородов и перспективах нефтегазоносности Арктических территорий Якутии

V.S. Sitnikov, V.D. Gabyshev, K.A. Pavlova, R.F. Sevostyanova

Updated scientific concepts about the regional migration of hydrocarbons and the prospects of oil and gas potential in the Arctic territories of Yakutia

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Sitnikov>

К.Б. Сокулина

Рекомендуемые методики при проведении геологоразведочных работ для нетрадиционных скоплений углеводородного сырья

K.B. Sokulina

Recommended techniques for exploration of unconventional hydrocarbons accumulations

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Sokulina>

А.В. Фатеев, Л.В. Смирнов

Подходы к прогнозу нефтегазоносности углеводородного сырья в эрозионных выступках фундамента Западно-Сибирской плиты

A.V. Fateev, L.V. Smirnov

Approaches to the forecast of oil and gas potential of hydrocarbon raw materials in the swells erosion ledges of the basement of the West Siberian Plate

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Fateev>

С.А. Филатов

Организационные механизмы повышения КИН за счет третичных методов увеличения нефтеотдачи в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре

S.A. Filatov

Organizational skills for increasing oil recovery due to tertiary methods of increasing oil recovery in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Ugra

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Filatov>

А.Н. Хабаров

Основные направления геологоразведочных работ в зоне сочленения Анабарской, Непско-Ботуобинской антеклиз и Вилуйской синеклизы

A.N. Khabarov

The main areas of exploration in the junction zone of the Anabar, Nepa-Botuobinsky antecline and

Vilyui syneclise

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Khabarov>

Р.С. Хисамов, С.Е. Войтович, Т.В. Гилязова, П.В. Чинарева

Возможности наращивания ресурсной базы в современных условиях

R.S. Khisamov, S.E. Voitovich, T.V. Gilyazova, P.V. Chinareva

Opportunities for increasing the resource base in present-day conditions

DOI: <https://doi.org/10.17353/AnniversaryConference2019/Khisamov>

ПРИНЯТИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ДОБЫВАЮЩИХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ С ПОЗИЦИЙ КРИТЕРИАЛЬНОГО ПОДХОДА

О.В. Андрухова, С.В. Разманова

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет, Ухта

В настоящее время зависимость эффективности освоения нефтяных месторождений в РФ от уровня научно-технологического развития применяемых зарубежных и отечественных нефтесервисных технологий просматривается достаточно очевидно. Еще в середине XX века американский геофизик Кинг Хабберт [1] математически доказал, что процесс разработки нефтяного месторождения в зависимости от интенсивности отбора нефтяного сырья следует подразделять на периоды освоения, постоянной добычи, падающей добычи и завершения. Каждая из обозначенных стадий в той или иной степени требует оказания услуг со стороны подрядных нефтесервисных организаций. Исследовав инновационный потенциал нефтегазовой компании на разных стадиях эксплуатации месторождений, А.Е. Череповицын и А. Краславски в [2] отметили следующее: «каждой стадии эксплуатации месторождений свойственны определенные особенности и признаки, которые определяют основные направления инновационного технологического развития и предполагают обеспечение определенным набором ресурсов».

Ю.П. Желтов рассматривал разработку месторождений углеводородного сырья [3] как процесс осуществления научно-обоснованного извлечения из недр содержащихся в них углеводородов и сопутствующих им полезных ископаемых. Данное определение раскрывает научный характер процесса разработки месторождений, обусловленного грамотными инженерными решениями. При этом для компетентной оценки эффективности конкретного технического и / или технологического решения необходимо выделить его характерные особенности, выбрать методы оценки и рассчитать ожидаемые эффекты (выгоды) и возможные потери (затраты).

Нефтесервис для большинства недропользователей является важнейшим звеном при реализации проектов разработки. Кроме того, привлечение специализированных сервисных организаций, как правило, не увеличивает эксплуатационные затраты добывающих компаний. Приобретение и содержание на балансе компании-недропользователя парка буровых установок, машин и оборудования, спецтехники, выполнение строительных работ по обустройству месторождений и пр., налоговые отчисления значительно превосходит по стоимости привлечение подрядных организаций.

Результативность работы добывающего сектора, уровень его конкурентоспособности, рациональность воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти зависят от активного применения новых технологических решений. Таким образом, важнейшим критерием оценки эффективности инвестиционного проекта и основным критерием для выбора подрядных организаций должна является эффективность используемой технологии разработки в конкретных условиях.

Одним из аспектов низкого коэффициента нефтеизвлечения в среднем по стране является использование «серийных» услуг нефтяного сервиса, их низкое качество и эффективность, не соответствие требованиям добывающих компаний. Очевидна потребность отечественных недропользователей в инновационных решениях, разработанных под определенные требования в области обслуживающего сектора. Стремление к получению быстрой прибыли часто побуждает подрядчиков (сервисные компании) к экономии средств за счет снижения качества выполняемых работ. Это ведет к снижению показателя нефтеизвлечения, увеличения обводнения месторождений и повышению себестоимости добываемой нефти. Зависимость от зарубежных разработок, отсутствие финансовой обеспеченности нефтесервисных организаций, неконкурентоспособность и низкое качество отечественных разработок с одной стороны, проведения тендера по, так называемому, принципу «под своих» указывает об отсутствии сформированности отечественного рынка нефтесервиса.

Разработка методического инструментария в области оценки научно-технологического развития нефтесервисных компаний является актуальной, поскольку в качестве ключевого критерия при выборе поставщиков услуг в сфере нефтедобычи должна оставаться техническая и технологическая эффективность.

Научно-технический уровень компании в области применяемых ею технологий нефтесервиса нельзя охарактеризовать единичным показателем, поскольку он зависит от таких параметров, как качество и степень совершенства технологий, а также значения экономического эффекта от использования, степень новизны, патентоспособность, достоверность полученной научно-технической информации, широта возможного использования полученных результатов. Научно-технический уровень может быть фактическим, если он определяется для современной характеристики технологии, или ожидаемым для перспективной технологии.

Наибольший сегмент в объеме нефтесервисных услуг занимает бурение (65 %). По мнению экспертов Aquaterra Energy, с помощью специализированных поставщиков с лучшими в своем классе технологиями, процесс бурения обещает обеспечить проектам прочную основу, необходимую для обеспечения работы нефтегазовой отрасли на десятилетия вперед [4]. К существенным направлениям в бурении относят растворный сервис и крепление скважин. Использование растворов является необходимым процессом в ходе разработки любого месторождения поскольку позволяет решить большой спектр задач - от фильтрации до соблюдения основных требований техники безопасности. Важнейшее значение имеют растворы, функциональное назначение которых – вскрытие продуктивного пласта. Наряду с этим важнейшая роль во времени крепления скважин отводится тампонажным жидкостям. Наименьший удельный вес в структуре нефтесервиса России занимают методы повышения нефтеизвлечения (8%). При этом третичные (современные) МУН - это важнейшее направление воспроизводства минерально-сырьевой базы. В настоящее время используется значительное количество технологий воздействия на продуктивный пласт и на его призабойную зону. Интерес недропользователей к МУН объективно возрастает. Появление методов интенсификации нефтедобычи связано с естественным истощением запасов легкой нефти, вступлением большинства нефтяных месторождений в позднюю стадию разработки, а также необходимостью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. МУН направлены на интенсификацию работы скважин (дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин), увеличение нефтеотдачи, либо и то, и другое. Таким образом, представленные сегменты нефтесервиса являются наиболее привлекательными для авторов с точки зрения выбора технологических решений.

Исследования в области буровых растворов, крепления скважин [5] и МУН [6], а также консультации специалистов¹ позволили систематизировать общие и частные критерии технологий по соответствующим типам нефтесервиса.

Сформированные критерии и примеры технологий представлены в таблице 1.

Существующий и используемый в настоящее время механизм отбора технологических вариантов разработки нефтяных месторождений по критериям максимального нефтеизвлечения (КИН) и будущего дохода недропользователя (NPV), требует доработки в части принятия технических и/или технологических решений и, соответственно, выбора поставщиков услуг. Представленные критерии важнейших, по мнению авторов, сегментов нефтесервиса отражают не только пару показателей (совокупный объем добычи и будущую прибыль), но и технические, технологические, экологические, экономические (с точки зрения затрат и качества) аспекты принимаемых решений. Использование общих и частных критериев позволит более точно охарактеризовать технологии, позиционируемые подрядчиками на тендер.

¹ Специалисты Ухтинского государственного технического университета, филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, ухтинского филиала ООО «ЛУКОЙЛ – ИНЖИНИРИНГ» - «ПечорНИПИнефть».

Таблица 1

Сводные данные для принятия технологических решений с позиций критериального подхода

Тип сервиса	Критерии для принятия технологических решений		Виды технологий	
	Общие	Частные	Группа	Подгруппа
Растворный сервис – вскрытие продуктивных пластов	1. Скорость бурения 2. Осложнения 3. Себестоимость 1 м проходки 4. Состояние экологии окружающей среды	1. Обеспечение сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта при его вскрытии 2. Степень выносящей способности 3. Устойчивость раствора к воздействию пластовых условий 4. Обеспечение устойчивости пород в скважине 5. Соответствие требованиям промывки скважин 6. Увеличение фильтрационного сопротивления пористой среды 7. Стоимость удельного расхода раствора	Полимерные	Минерализованные
			На УВ-основе – по типу дисперсионной среды	Пресные
				Дизельное топливо
				Нефть
Крепление – тампонажные жидкости	1. Качество разобщения пластов 2. Качество цементирования колонн 3. Осложнения (прихват, посадка, прилипание обсадной колонны) 4. Влияние на экологию (степень токсичности) 5. Затраты на выполнение буровых работ	1. Сцепляемость с обсадными трубами и породами 2. Стабильность при повышенных температуре и давлении в скважине 3. Отсутствие седиментации 4. Текучесть 5. Прокачиваемость насосами 6. Устойчивость к размывающему действию подземных вод 7. Разбухаемость камня	одноступенчатое цементирование - размещение по всей длине затрубного пространства тампонажного раствора одной промежуточной плотности 1700 кг/м ³	без ввода специальных добавок ГранЦЕМ-7
				с армирующими добавками ГранЦЕМ-7-Арм
				с кольматирующими добавками ГранЦЕМ-7-К
				с расширяющими добавками ГранЦЕМ-7-Р
				с газоблокирующими добавками ГранЦЕМ-7 БГ
Методы увеличения нефтеотдачи	1. Изменение объемов добычи 2. Продолжительность эффекта от применения МУН 3. Длительность проведения мероприятия 4. Изменение обводненности 5. Затраты на проведение мероприятия	1. Влияние на низкопроницаемые тупиковые зоны 2. Повышение коэффициента вытеснения нефти 3. Снижение вязкости нефти 4. Сокращение объемов попутно извлекаемой воды 5. Приобщение к дренированию менее проницаемых коллекторов 6. Увеличение охвата залежи 7. Возможность использования в заводненном пластах 8. Снижение поверхностного натяжения воды на границе с нефтью 9. Прорывы углекислого газа по трещинам 10. Коэффициент успешности проектов	Первичные	
			Вторичные	Поддержание пластового давления путём закачки воды или газа
			Третичные	Тепловые Физические Химические Гидродинамические Газовые

Литература

1. Новикова О.В., Попова М.Н. Анализ современных представлений о продолжительности «нефтяной эры» и прогноз нефтедобычи в России в первой половине XXI века [Электронный ресурс] Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_2/articles/18.pdf
2. Череповицын А.Е. Исследование инновационного потенциала нефтегазовой компании на разных стадиях эксплуатации месторождений / А.Е.Череповицын, А.Краславски // Записки Горного института. 2016. Т. 222. С. 892-902. DOI 10.18454/PMI.2016.6.892
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений -М, "НЕДРА", 2000. 220с.]
4. The future of oil and gas: Eight bold industry predictions. By Talal Hussein. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.offshore-technology.com/digital-disruption/blockchain/the-future-of-oil-and-gas-predictions/> (дата обращения 06.08.2019)
5. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. — В 5 т. Т. 1 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 568 с.
6. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ

Т.К. Баженова

АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург

Органическая геохимия – наука молодая, ей немногим более полстолетия, однако, и в ней установлены свои закономерности.

Установленная Н.Б. Вассоевичем Главная фаза нефтеобразования (ГФН) и С.Г. Неручевым Главная фаза газообразования (ГФГ), а также т.н. Закономерность В.А. Успенского–Н.Б.Вассоевича (обратная связь степени битуминизации ОВ с его концентрацией) установлены на заре органической геохимии и представляют её «азбуку». Здесь представлены закономерности пока не столь популярные, установленные автором в процессе исследований, но значимые для науки и прогнозной оценки нефтегазоносности недр.

1. Закономерность размещения обогащённых ОВ формаций в разрезах осадочных бассейнов. При разделении циклов седиментации на 4 стадии (трансгрессии, инундации, регрессии, эмерсии) обогащение ОВ бывает связано лишь со стадиями трансгрессии и регрессии. Исключением являются редко встречающиеся халистатические бассейны, разрезы которых целиком обогащены ОВ. С этой закономерностью «смыкается» правило бедности биоценозов во времена максимального накопления ОВ в осадках.

2. Явление катагенетического (геотермического) несогласия – стратиграфическое совмещение формаций с существенным различием степени катагенеза ОВ, что обусловлено большей мощностью размытых отложений по сравнению с вновь накопленными.

3. «Погребённая» зональность катагенеза ОВ, обусловленная снижением теплового потока, а, стало быть, и термоградиента в течение процесса осадконакопления.

4. «Старение» залежей нефти, обусловленное «старением» нефтегазоматеринских формаций, «создавших» эти залежи.

5. Правило генетического дефицита углеводородного газа сапропелевого ОВ, рождающего в течение всей стадии катагенеза жидких углеводородов в среднем в 2,5 раза больше, чем газообразных. Гумусовое ОВ рождает в основном УВ-газ.

Эти правила диктуют размещение месторождений нефти и газа на Земле.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РЕСПУБЛИКИ КОМИ НА 2015-2030 ГОДЫ (НЕФТЬ И ГАЗ)

А. С. Балахнов

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», Ухта

Основанием для подготовки «Программы...» является Постановление Правительства Республики Коми от 28 сентября 2012 г. № 414 «Об утверждении Государственной программы Республики Коми Воспроизводство и использование природных ресурсов и охрана окружающей среды».

Целью «Программы...» является выработка мер по сохранению и расширению минерально-сырьевой базы Республики Коми.

Основными задачами в сфере развития минерально-сырьевой базы в «Стратегии социально-экономического развития Республики Коми» определены:

Обеспечение рационального воспроизводства и развития сырьевой базы углеводородов.

Проведение геологоразведочных работ с целью определения и подготовки к промышленной эксплуатации новых месторождений углеводородного сырья, в том числе нелокализованных газовых направлений.

Оптимизация уровня добычи углеводородов в соответствии с изменением рыночной конъюнктуры.

Увеличение операционной эффективности действующих месторождений, вовлечение в эффективную разработку новых месторождений углеводородного сырья.

Повышение технологической эффективности разработки запасов и внедрение новых высокоэффективных технологий по рентабельному вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти.

Применение передовых технологий отечественного производства в освоении разрабатываемых и новых месторождений природного газа Республики Коми.

В Стратегии социально-экономического развития Республики Коми запланированы инвестиции в сферу добычи полезных ископаемых с 2019 по 2035 год в размере 1,8 трлн. руб.

Для решения поставленных задач предлагаемая стратегия развития МСБ РК на период до 2030 года предусматривает следующее.

1. Активное воспроизводство минерально-сырьевой базы, открытие и последующий ввод в разработку новых месторождений недропользователями на существующих лицензионных участках.

2. Проведение региональных ГРП, направленных на подготовку новых перспективных нефтегазоносных районов для последующего лицензирования и промышленного освоения, в том числе:

- внутренняя часть Предуральяского прогиба;
- Западно-Уральская складчатая зона;
- Мезенская нефтегазоносная провинция.

Основной объем геологоразведочных работ, направленный на прирост запасов УВС, должен вестись крупными предприятиями – недропользователями, такими как «Газпром добыча Краснодар», «Лукойл-Коми» и «РН-Северная нефть». Необходима также активизация ГРП средними и мелкими компаниями.

3. Лицензирование значительной части перспективной на нефть и газ территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и начало лицензирования Мезенской перспективной нефтегазоносной провинции.

Важнейшим приоритетом финансирования за счет бюджета РК и РФ должны оставаться научно-исследовательские работы.

Аналитическая часть «Программы...» подготовлена в ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр».

Результаты ГРП с 2014 по 2018 гг.

Прирост извлекаемых ресурсов категории D_0 осуществлен на 35 структурах, и составил 387,7 млн т у. т.

Объемы сейсморазведки 2D составили 3120 пог. км, объемы 3D достигли 5440 кв. км. Основная часть объемов сейсморазведочных работ была сконцентрирована в нефтегазодобывающих районах. **Снижение объемов сейсморазведочных работ в слабоизученных нефтяных районах ставит**

под угрозу открытие новых месторождений и восполнения добычи нефти приростом запасов в 2020-2025 годах.

Прирост извлекаемых запасов нефти и свободного газа промышленных категорий с учетом списания составил 89,04 млн т. у. т. (в т. ч. 69,09 млн т. нефти, 19,95 млрд м³ свободного газа). Открыто 11 месторождений, из них 8 нефтяных, 2 газовых и 1 газоконденсатное:

2014 год: Южно-Баяндыское (нефтяное), им. А. Алабушина (нефтяное);

2015 год: Бабаевское (нефтяное);

2016 год: Пачгинское (газовое), Центральномичаельское (нефтяное), Среднемичаельское (нефтяное), Юрьяхинское (нефтяное);

2017 год: Северо-Кожимское (газоконденсатное), Левогрубейюское (газовое);

2018 год: Прохоровское (нефтяное), Верхнеипатское (нефтяное).

Объемы поисково-оценочного и разведочного бурения составили 119,8 тыс. м. Общий объем финансирования геологоразведочных работ на нефть и газ в Республике Коми за период с 2014 по 2018 г. составил 37,4 млрд руб.

Основные показатели ГРП в Республике Коми за 2014-2018 годы

Накопленная за 5 лет добыча нефти, конденсата и свободного газа	млн. т.у.т	83,802
в т.ч. нефть+конденсат	млн. т	73,444
свободный газ	млрд. м ³	10,358
Прирост с учётом спис. извл. зап. УВС кат. А+В ₁ +С ₁ , за счёт ГРП, всего	млн. т.у.т	102,3
свободного газа	млрд. м ³	7,3
нефти	млн. т	77,5
прирост с учётом списания за счет изменения КИН	млн т.у.т	4,1
Прирост ресурсов кат. D ₀ , всего	млн т.у.т	387,7
Бурение, всего	тыс. м	119,846
	млрд. руб.	22,03
Поисково-оценочное и структурное	тыс. м	58,28
	млрд. руб.	11,23
разведочное	тыс. м	61,59
	млрд. руб.	10,8
Сейсмические исследования, всего	млрд. руб.	11,01
в т.ч. исследования 2D	тыс. пог. км	3,12
	млрд. руб.	1,29
региональные 2D	тыс. пог. км	0,2
	млрд. руб.	0,0515
поисковые и детальные 2D	тыс. пог. км	2,92
	млрд. руб.	1,24
исследования 3D	тыс. км ²	5,4
	млрд. руб.	9,72
НИР	млрд. руб.	2,5
ВСЕГО ГРП	млрд. руб.	35,54

Начальные суммарные ресурсы УВС Республики Коми составляют 4,8 млрд т у. т. Накопленная добыча УВС по состоянию на 01.01.2019 составила 1,2 млрд т у. т., в т. ч. нефти 622,1 млн т и свободного газа 446,4 млрд м³. Величина остаточных ресурсов составляет 3,6 млрд т у. т., в т. ч. 2 млрд т нефти и 1,3 трлн м³ свободного газа.

В целом, состояние промышленных запасов УВ сырья РК можно считать пока удовлетворительным, но требующим постоянного восполнения.

Анализ ресурсной базы показывает, что несмотря на значительное количество подготовленных и выявленных структур, количество локализованных ресурсов, как нефти, так и газа, относительно небольшое и при восполнении добычи запасами промышленных категорий будет стремительно сокращаться. Поэтому остро стоит вопрос о необходимости восполнения ресурсов категории D₀.

Почти половина ресурсной базы нефти является подготовленной к бурению. В этой связи следует сделать вывод о явной недостаточности объемов поискового бурения на территории Республики Коми.

Необходимость прироста запасов определяется темпами добычи нефти и газа.

По Республике Коми годовая добыча нефти достигла 14,4 млн тонн в 2018 году. Основной объем добычи нефти обеспечила компания «ЛУКОЙЛ-Коми» (82,6 %), на втором месте «Роснефть-Северная нефть» с 5,3 % от всего объема добычи.

Оптимальный вариант добычи нефти по данным Министерства инвестиций, промышленности и транспорта Республики Коми предусматривает рост добычи нефти на территории республики до 14,5 млн. тонн к 2025 году и до 15 млн т к 2030 году.

В 2018 году объем добычи природного газа составил 1,9 млрд куб. м. Основной объем свободного газа 88,3 % добывается на Вуктыльском месторождении.

Увеличение добычи газа с 2019 по 2030 год не предусматривается. Однако активное проведение поисково-разведочных работ на газовых направлениях позволит уже к 2024 году создать новый центр газодобычи в Интинском районе Республики Коми. Это, в свою очередь, позволит обеспечить рост газодобычи в республике после 2024 года.

Для поддержания уровней добычи необходим ввод в разработку новых месторождений. Существующая ресурсная база предприятий дает возможность реального увеличения добычи нефти только для компании «Лукойл-Коми» при активном развитии поисковых и разведочных работ на уровне 2012-2014 годов. До 2025 года возможно даже увеличение добычи на 1,5-2,0 млн т в год. Для других крупных и средних компаний возможность увеличения добычи нефти исчерпана. При отсутствии выхода в ближайшие годы на новые высокоресурсные направления неизбежно начнется плавное снижение уровня добычи уже с 2025 года, а может быть и раньше.

Ресурсная база отдельных мелких компаний при условии разворота поисковых и разведочных работ позволяет им осуществить значительный прирост промышленных запасов и выйти в ряд средних компаний с объемом добычи 0,5-1,0 млн т в год.

В период с 2025 по 2030 гг. предполагается бурение пяти параметрических скважин и проведение научно-исследовательских работ.

Основной стратегической задачей геологоразведочной отрасли Республики Коми по нефти и газу на 2020-2030 годы продолжает оставаться воспроизводство запасов углеводородного сырья промышленных категорий с коэффициентом восполнения не менее 1,2, как основа сохранения нефтегазодобычи.

Необходимые приросты запасов нефти промышленных категорий, исходя из планируемых объемов добычи нефти, составляют: в 2021-2025 гг. - 17,5 млн т в год, в 2026-2030 годах - 18 млн т в год.

В перспективных складчато-надвиговых районах Косью-Роговской впадины и в примыкающих к ней районах Западного Урала при положительных результатах возможен прирост запасов газа категории C_1 в объеме до 10 млрд m^3 в год в 2020-2025 гг. и до 20 млрд m^3 в год в 2026-2030 гг.

Объемы бурения определяются необходимыми объемами прироста запасов для воспроизводства добычи нефти и газа. Для расчетов на 2016-2020 год принята величина 3000 м на 1 млн тонн прироста запасов нефти промышленных категорий. Прогнозируется последующее увеличение до 3500 м на период с 2021 по 2025 год и до 4000 м на период с 2026 по 2030 год за счет выхода во все более сложные районы.

При принятых параметрах для обеспечения расчетных приростов запасов нефти по результатам геологоразведки требуются следующие ежегодные объемы бурения: в 2020-2025 гг. - по 60 тыс. пог. метров в год, в 2026-2030 гг. - по 70 тыс. пог. м в год.

Объемы бурения на газ для создания нового центра газодобычи в Интинском районе составят до 10 тыс. пог. м в год в 2020-2025 годах и до 10 тыс. м в год в 2026-2030 гг. при оптимистическом варианте.

Существующие экономические риски, возможно, повлияют на объемы поискового и разведочного бурения. В этой связи рассматривается пессимистичный вариант объемов глубокого бурения на нефть. При этом варианте поисково-разведочные работы на газ проводиться не будут.

Объемы бурения составят: в 2020-2025 гг. - по 50 тыс. пог. м в год, в 2026-2030 гг. - по 60 тыс. пог. м в год.

Объемы сейсморазведки в 2014-2018 гг. в целом стабилизировались при резком скачке 2D в 2017 г. и падением обратно в 2018 г.

Предполагается, что в последующие годы объемы сейсморазведки в целом сохранятся примерно в равных объемах 2D и 3D с небольшим увеличением объемов к 2030 году:

В 2020-2025 гг. - 2D - 1200 пог. км и 3D - 1100 кв. км в год, в 2026-2030 гг. - 2D - 1200 пог. км и 3D - 1200 кв. км в год. Не исключено, что произойдет перераспределение объемов сейсморазведки в пользу 3D.

В пессимистичном варианте предполагается, что объемы сейсморазведки снизятся за счет наиболее дорогой модификации 3D и составят:

в 2020-2025 гг. – 2D -1200 пог. км и 3D - 1000 кв. км в год;

в 2026-2030 гг. – 2D -1200 пог. км и 3D - 1200 кв. км в год.

Прирост ресурсов УВ обеспечивается объемами сейсморазведки. При принятых параметрах ежегодные расчетные приросты ресурсов УВ в расчете на нефть составят в 2020-2025 годах - по 38 млн тонн в год, в 2026-2030 годах - по 34 млн. тонн в год.

На проведение НИОКР в оптимальном варианте необходимо ежегодно не менее 100 млн рублей из федерального бюджета и не менее 20 млн рублей из республиканского бюджета. К сожалению, на такое финансирование рассчитывать не приходится, поэтому в «Программе...» заложено по 50 млн. рублей из федерального бюджета и по 10 млн рублей из республиканского бюджета ежегодно. Для мониторинга «Программы...», ежегодного анализа и ее уточнения необходимо предусмотреть ежегодное финансирование не менее 8 млн руб. в год.

За счет собственных средств предприятий недропользователей ожидается проведение научно-исследовательских работ в объеме от 500 млн. рублей ежегодно в 2015-2018 гг. до 800 млн рублей ежегодно в 2026-2030 гг.

На 2020-2030 гг. уровни финансирования ГРП недропользователями предусмотрены в двух вариантах – оптимальный и пессимистичный (т. е. минимальный).

Оптимальный вариант финансирования предусматривает достижение прироста восполнения добычи нефти запасами категории С₁ с коэффициентом 1,2. Кроме того, планируется создание Интинского центра газодобычи и, соответственно, расширенный прирост запасов газа. Для оптимального развития геологоразведочной отрасли необходимо постепенное увеличение финансирования недропользователями от 7-8 млрд руб. в год в 2015-2018 гг. до 15 млрд руб. в год в 2026-2030 гг. в связи с прогнозируемым ухудшением эффективности ГРП.

Вместе с тем, в 2020-2025 гг. могут возникнуть риски, связанные с кризисными явлениями в экономике. В этой связи, в минимальном варианте развития геологоразведочной отрасли необходимо постепенное увеличение финансирования недропользователями всего до 11,8 млрд руб. в год в 26-30 гг. При этом финансировании ожидается достижение прироста запасов промышленных категорий в объеме равном добыче нефти. Создание Интинского центра газодобычи не планируется.

Также необходимо отметить, что с 2011 года ООО «ТП НИЦ» выполняет работы по региональному обобщению геолого-геофизических материалов по Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Результатом исследований является создание ежегодно обновляемой картографической базы для установления комплекса седиментационных и постседиментационных факторов, обусловивших закономерности распространения аккумулярующих, изолирующих и нефтегазоматеринских толщ по всему осадочному чехлу, влияющих на емкостные свойства коллекторов и экранирующие характеристики покрышек, и в результате - прогноз зон развития ловушек различного генетического типа, включающей в себя:

- Структурные карты по основным реперным горизонтам осадочного чехла ТПП;
- Литолого-фациальные модели основных нефтегазоносных комплексов (НГК), подкомплексов (НГПК) и отдельных продуктивных (коллекторских) и экранирующих (флюидоупоры) стратиграфических подразделений, причем большая часть из них создана впервые в ТПП;
- Карты развития природных резервуаров основных НГК/НГПК;
- Карты содержания сероводорода в газах (свободных и растворенных) пластовых УВ систем;
- Карты содержания Сорг. продуктивных отложений нижнего НГК;
- Карты термодинамического состояния нефтегазоносных комплексов;
- Карты состава нефтей для отдельных нефтегазоносных комплексов;
- Карты изученности ТПП сейсморазведкой;
- Карты перспектив нефтегазоносности ТПП для 12 НГК и НГПК.

Литература

1. Постановление Правительства Республики Коми от 11.04.2019 № 185 «О Стратегии социально-экономического развития Республики Коми на период до 2035 года».
2. Программа развития и использования минерально-сырьевой базы Республики Коми на 2019-2025 годы и на период до 2030 года (нефть и газ).

ПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКИЙ И ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ КОЛЛЕКЦИОННЫЙ ФОНД АО «ВНИГРИ»

В.В. Быстрова

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт, (АО «ВНИГРИ»),
Санкт-Петербург

Палеонтологический и литологический коллекционный фонд ВНИГРИ (в дальнейшем - Фонд) был создан в 1947 г., когда получил самостоятельный статус в структуре института в качестве «Музея нефтяной геологии и палеонтологии ВНИГРИ».

Наибольшее количество каменного материала было собрано в послевоенное время, когда была принята государственная широкомасштабная программа по развертыванию геологической съемки территории Советского Союза, геологических исследований и бурению в пределах осадочных бассейнов.

В настоящее время Фонд содержит многочисленный уникальный геологический и палеонтологический материал, общей численностью более 2000 коллекций, представленных более чем 50 000 образцов, препаратов и шлифов.

Большую часть геологического раздела Фонда составляют коллекции, посвященные стратиграфии определенных возрастных интервалов фанерозоя различных осадочных бассейнов России. Важнейшей составляющей являются коллекции битумов и образцы нефтематеринских пород из различных нефтяных месторождений России и ближнего Зарубежья.

Основной объем Фонда составляют палеонтологические коллекции (макро- и микрофауна и растительные остатки) из разрезов скважин, в том числе опорных, и естественных обнажений из различных нефтегазоносных регионов. В коллекциях представлены почти все группы органических остатков фанерозоя: венд-кембрийская проблематика, палеозойские кораллы, палеозойские, мезозойские и кайнозойские двусторонники и брахиоподы, мезозойские амmonoидеи и иноцерамиды, меловые и кайнозойские иглокожие, мезозойская флора, палеозойские, мезозойские и кайнозойские фораминиферы и остракоды, палеозойские конодонты, мезозойские и кайнозойские радиолярии, мезозойский наннопланктон и микрофитофоссилии фанерозоя. В палеонтологическом разделе Фонда наряду с монографически описанными и опубликованными коллекциями хранится большой объем рабочего (неопубликованного) материала.

Руководителем Фонда осуществляется предоставление коллекционного материала и каталогов к имеющимся коллекциям, фото- и видеосъемки для изучения специалистами сторонних организаций, а также предоставление образцов для проведения аналитических исследований.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ТЕКТОНИКА ДОПЛИТНЫХ КОМПЛЕКСОВ, ОПРЕДЕЛИВШИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ШЕЛЬФА ОБСКОЙ ГУБЫ

Ю.Н. Гололобов, Е.А. Дружинина

АО «Росгеология», Санкт-Петербургское морское геологоразведочное подразделение

По комплексу сейсмо-грави-магниторазведочных работ Южный шельф Обской губы Западно-Сибирской плиты представляется ступенеобразным сочленением Щучьинского выступа герцинского фундамента и мульды Ямальско-Тазовской унаследованной впадины байкалит, выполненной осадочными образованиями Р-MZ-KZ. Чехол района разделен на олистостромовый тафrogenный (Р-Т₁) и плитный (Т₂-KZ) этажи [1]. Гравитационное и магнитное поля содержат обширную информацию о структуре и составе вещественно-структурных неоднородностей (ВСН) недр: аномальные поля - о фундаменте, их трансформанты – о чехле, где грави-магнитоактивны ВСН тафrogenного структурного этажа, а также олистостромы и клиноформы плитной части чехла, сложенные продуктами эрозии пермотриаса.

Строение фундамента описываемой части Южно-Карской синеклизы изучено в выходах складчатого основания в орогене Уральско-Пайхойско-Новоземельской коллизийной системы и в Щучьинском синклинорном выступе, а также по разномасштабным геофизическим данным, учитывающим ограниченную скважинную информацию [2, 3]. Представления о ступенеобразном строении фундамента борта синеклизы и об унаследованной олистостромовой природе выступов тафrogenного структурного этажа обосновываются данными сейсморазведки и потенциальных полей. На разрезах МОВ ОГТ отчетливо отражена навешанная природа всех выступов комплексов палеозоя, развитых на детачменте – на **ступенчато-синформном** основании допалеозоя и определивших границы и объемы последующих олистостром тафrogenного чехла. В интенсивности аномальных потенциальных полей четко прослеживается зональность погружающихся трех ступеней района, в том числе сложенная, предположительно, карбонатами и сланцами (рис. 1, 2), а в их трансформантах – отражение поднятий (валов и локальных антиформ месторождений УВ) минимумами, синформ – максимумами (рис. 3, 4).

Локальные структурные формы в виде овальных замкнутых и незамкнутых, раздробленных и смещенных контуров, которым соответствуют подобные аномалии трансформант потенциальных полей, объединяются в линейные зоны – структуры второго-третьего порядков чехла. Системы разноранговых разрывов различных кинематических типов отражены в потенциальных полях зонами горизонтальных градиентов. Как таковые рассматриваются и контакты ВСН с существенно различающимся вещественным составом. Эти зоны включают большинство тектонических границ, определяемых по данным МОВ ОГТ. В уточненном нефтегеологическом районировании региона предложено выделять нефтегазоносные ареалы (НГА). Их границы и контуры локальных структур четко проявлены в материалах потенциальных полей. Сходство структурных карт по отражающим сейсмическим горизонтам (ОГ) «А» (Т₁) и «Б» (J_{3v}) опровергает представления о существенной тектонической перестройке в этот период, но по мере увеличения нагрузки от накопленных комплексов MZ-KZ периодически возобновлялся редуцированный олистостромовый «диапиризм», сформировавший «унаследованную» конседиментационную складчатость чехла синеклизы.

Выводы. Результатом комплексных геолого-геофизических исследований явилось создание согласованной единой модели геологического строения фундамента, палеозойских параплатформенных образований тафrogenного комплекса и мезозойско-кайнозойских отложений плитного чехла. Уточнены схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования региона, отличительной особенностью которых являются тектонические ступени. Выявлены и оконтурены более сорока перспективных объектов. Доказана высокая эффективность комплексных геолого-геофизических исследований на субарктических и арктических шельфах.

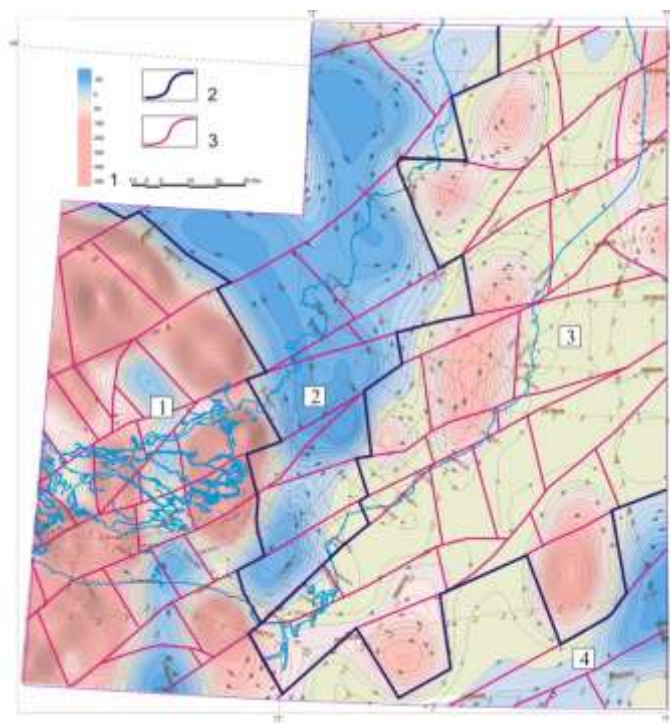


Рис. 1. Карта районирования аномального магнитного поля – основа для тектонического районирования фундамента

1 – шкала интенсивности аномального магнитного поля, нТл; 2 – границы районов, отличающихся морфологией и интенсивностью аномалий; 3 – разрывы различных кинематических типов и рангов, в том числе сдвиги.

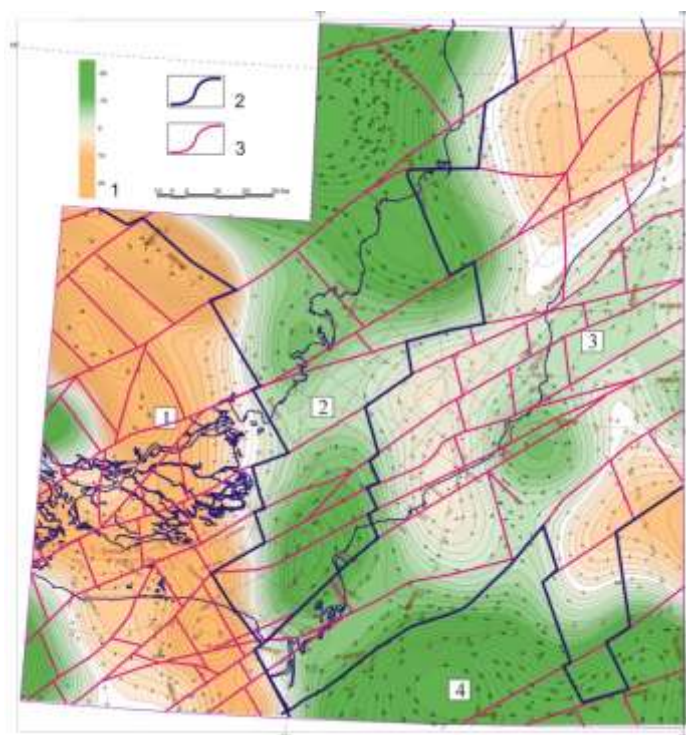


Рис. 2. Районирование гравитационного поля Усть-Обского участка – основа районирования кристаллического фундамента

1 – шкала интенсивности гравитационного поля, мГал; 2 – районы, отличающиеся морфологией и интенсивностью аномалий; 3 – крупнейшие разрывы определившие структуру и состав крупных блоков, в том числе правые сдвиги северо-восточных простираций.

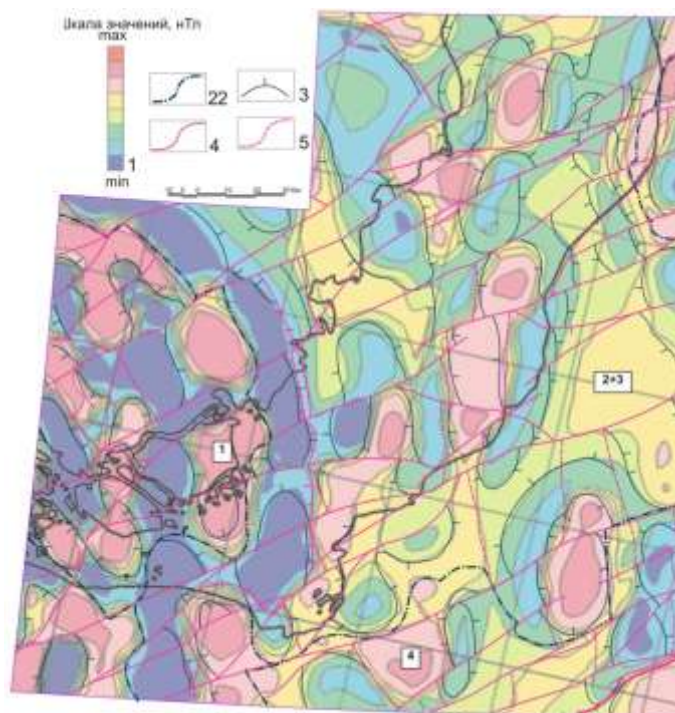


Рис. 3. Карта районирования трансформированного магнитного поля – основа тектонического районирования промежуточного структурного этажа и доюрского чехла

1 – шкала интенсивности трансформированного радиусом осреднения 50 км магнитного поля (см. рис. 7.1.2), нТл; 2 – границы районов, отличающихся морфологией и интенсивностью аномалий; 3 – контур антиклинальной формы; 4 – разрывы северо-восточных простираний; 5 – разрывы северо-западных (субмеридиональных) простираний.

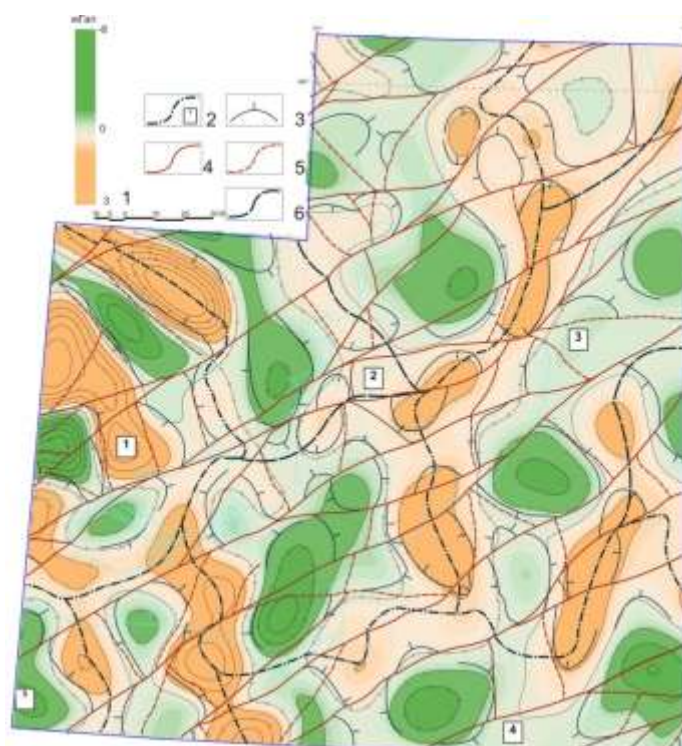


Рис. 4. Районирование трансформированных гравитационного (Б) поля – тектоническая основа нефтегазогеологического районирования верхних комплексов промежуточного структурного этажа и чехла

1 – шкала интенсивности трансформированного радиусом осреднения 50 км гравитационного поля (см.рис.7.4), мГал; 2 – районы, отличающиеся морфологией и интенсивностью аномалий; 3 – контуры локально-зональных структур; 4 – разрывы первого-второго порядка северо-восточных простираний, преимущественно правые сдвиги; 5 – прочие разрывы; 6 – ареалы внутри районов 2 и 3.

Литература

1. Гололобов Ю.Н., Дружинина Е.А., Супруненко О.И. Конседиментационные неоднородности в осадочном чехле прибрежного шельфа карского моря (по данным региональных сейсмо-гравимагниторазведочных работ) Геофизика. – 2019. №3. с. 2 – 9.
2. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
3. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 261 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА С НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОЗИЦИЙ

Г.А. Григорьев

АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург

Российская арктическая углеводородная компонента рассматривается как одна из основных составляющих в общемировом энергетическом нефтегазовом балансе. Согласно результатам последних количественных оценок (по состоянию на 01.01.2009 и на 01.01.2017 гг.), в целом подтверждаемым и зарубежными специалистами, здесь сосредоточено более 87 % ресурсного потенциала углеводородов российской шельфовой зоны (около 113 млрд. т у. т), из которых на нефть и конденсат приходится всего 15.6 %. При этом его изученность не превышает 9.8 % (по жидким – нефти и конденсату – этот показатель оценивается в 4.3 %). На сегодня до 52 % начальных суммарных ресурсов (НСР) залицензировано, и только 48 % их объема приурочено к нераспределенной части недр. До 88 % ресурсного потенциала углеводородов сосредоточено в пределах Западно-Арктического шельфа (Печорское, Баренцево и Карское моря). Здесь открыты уникальные и крупные газоконденсатные месторождения - Штокмановское, Ледовое и Лудловское в Баренцевом море, Ленинградское и Русановское в Карском, нефтегазоконденсатное Победа в Карском, чисто нефтяные месторождения Печорского моря - Приразломное, Долгинское, Медынское, Варандейское [2,5-7,9,10].

Огромный углеводородный потенциал породил множество проектов освоения, масштаб которых со временем только нарастал - в ряде отраслевых документов по арктическому шельфу уже к 2035 году предполагается выйти на уровни добычи 33-35 млн. т нефти и 200-250 млрд. м³ газа. Однако проблема подобного грандиозного по меркам отрасли наращивания добычи углеводородного сырья в столь ограниченные сроки упирается в целый ряд особенностей рассматриваемой ресурсной базы и технологическую специфику соответствующих добычных проектов. Текущие достижения и наблюдаемая динамика промышленного освоения этого региона лишь подтверждают данный тезис и заведомо не сулят столь значимых показателей и прогнозируемого прорыва на данном направлении по крайней мере в среднесрочной перспективе (до начала 2040-х годов).

Среди целого ряда объективных и вполне предсказуемых причин подобного состояния дел необходимо выделить три главные, которые аккумулируют в себе истоки сложившейся ситуации и позволяют вполне определенно говорить о ее дальнейшем развитии как весьма умеренном не только на ближайшую, но и на среднесрочную перспективу: 1) особенности фазового состава ресурсного потенциала и его локализации; 2) специфические технические и технологические проблемы освоения арктического шельфа; 3) геолого-экономические проблемы шельфовых нефтегазовых проектов. При этом второй и третий факторы следует рассматривать во многом как взаимообусловленную систему, в которой последний элемент зачастую играет первостепенную роль.

1) Фазовый состав как фактор востребованности ресурсного потенциала арктического шельфа. Согласно существующим оценкам, ресурсный потенциал российского арктического шельфа лишь на 7-11 % представлен нефтью, доля конденсата не превышает 3-4 %, остальные 85-90 % составляет свободный газ. При этом доля свободного газа на Баренцевоморском шельфе (около 24 % углеводородного потенциала российской Арктики) достигает 95.4 % (нефть и конденсат, соответственно, 2.8 % и 1.4 %), на Карском (48 % ее потенциала) – 90 % (нефть 6.5 %, конденсат 4.3 %). И только в пределах Печорского моря (5 % от ресурсов арктического шельфа) доля свободного и растворенного газа не превышает 49.4 %, а доля нефти достигает 46.6 % (конденсат составляет 4.0 % ресурсов) [5, 6, 11]. Кроме Печорского моря перспективы поисков нефти связываются с приноземельской частью Карского шельфа и шельфом моря Лаптевых (последний обладает 5.9 % ресурсного потенциала арктического шельфа, в его пределах прогнозируется «относительно высокая» доля нефти [5]). Обоснованность подобных оценок в соотношении фазового состава углеводородных ресурсов (подавляющее преобладание газа) подтверждается и имеющимися открытиями.

Исходя из географии выявленных месторождений, на сегодня потенциал развития нефтяного направления практически ограничивается шельфом Печорского моря. Стартовавший в 2013 году пилотный Приразломный проект, весьма непростой в первую очередь с промыслово-технологических позиций (сложный коллектор, тяжелая нефть), развивается в достаточно вялотекущем режиме. В 2017 г. объем годовой добычи вырос до 2.6-2.7 млн. твг, в 2018 г. отгружено уже 3.2 млн. т, а выход на полку

отбора (около 4.8 млн. твг) предполагается к 2021 году и уже через 3-5 лет планируется начало падения объемов добычи (разработка прогнозируется до 2049 года).

В качестве основного варианта дальнейшего развития Приразломного проекта ранее рассматривалось подключение к платформе будущих технологических объектов соседнего Долгинского месторождения. Однако пробуренная в 2014 году четвертая разведочная скважина вместо ожидаемой нефти дала газ. Это, по-сути, перечеркнуло потенциал главного нефтяного актива (ранее его запасы оценивались более чем в 200 млн. т по извлекаемым), ввод месторождения в освоение был заморожен на неопределенный срок. В конце 2017 г. завершены дополнительные сейсмические исследования 3D на месторождении, однако о каких-то позитивных результатах не сообщается. Тем самым на сегодня фактически «обрушена» программа наращивания добычи шельфовой нефти в пределах Печорского моря.

Позиционируемое как новое нефтяное направление месторождение Победа на Карском шельфе (открыто в 2014 г. НК «Роснефть» на структуре Адмиралтейская, тогда же поставлено на Государственный баланс с суммарными извлекаемыми запасами нефти 130 млн. т и газа 499 млрд. м³) вызывает у специалистов определенный скепсис: во-первых, скважина-открывательница не была испытана должным образом; во-вторых, месторождение находится в технологически недоступной на сегодня зоне (глубина моря 81 м, тяжелые ледовые условия в течение 9-10 месяцев, удаленность от материка до 200 км). Значит, месторождение по чисто техническим основаниям пока что не может быть вовлечено в разработку.

В 2017 году «Роснефтью» с берега Хатангского залива моря Лаптевых пробурена наклонно-направленная поисковая скважина Центрально-Ольгинская, которая, согласно информации в интернет-ресурсах, «вскрыла наличие нефти в интервале 2305-2363 м». Более конкретные нефтегеологические результаты по данной скважине и, соответственно, по оценке нефтегазовых перспектив этой зоны шельфа с тех пор отсутствуют.

Других значимых по масштабу развития нефтяной составляющей направлений на арктическом шельфе на сегодня не просматривается. Тем самым, заметная и значимая в масштабах отрасли программа развития добычи нефти на арктическом шельфе обречена на неизбежный провал.

2) Технологические проблемы освоения. Обусловлены в первую очередь сложнейшей ледовой обстановкой в Арктике: практически все перспективные на углеводороды районы в течение большей части года (до 9-10 месяцев и более) покрыты мощными (до 1.5-2.5 м) высокоподвижными ледовыми полями, включая многолетние. Соответственно, сокращается до 2-3 месяцев «окно доступа» к перспективным объектам, в течение которого возможно выполнение поисково-разведочных работ и обустройство месторождений. Осуществление этих работ в круглогодичном режиме при современном уровне развития техники и технологий зачастую не обеспечено достигнутым потенциалом, а реализация соответствующих проектов посредством их массированного проведения в узкие интервалы времени сопряжена с необходимостью мобилизации на короткий летний период значительных технологических ресурсов - это нерационально и обременительно с финансово-экономических позиций, а зачастую просто невозможно физически (например, из-за отсутствия свободных мощностей по задействуемым техническим средствам). Данный фактор не столь критичен для мелководных зон с глубинами моря до 40-50 м, где эксплуатация месторождений возможна на базе использования гравитационных ледостойких платформ и искусственных островов или посредством разбуривания с берега скважинами с большим отходом от устья. Однако, затраты на освоение шельфовых объектов оказываются несоизмеримо более высокими по сравнению с месторождениями суши (в частности, с месторождениями Ямала) [3, 4].

Производственно-технологические ограничения арктических шельфовых проектов охватывают и транспортную компоненту [1, 3, 12]. Использование существующих и активно наращиваемых газовых трубопроводных мощностей севера Западной Сибири и Ямала (газотранспортные системы Уренгой-Европа, Ямал-Европа, Северный и Южный потоки) невозможно вследствие их приоритетной ориентации на сухопутную ресурсную базу (активы Газпрома на Ямале, в зоне Обской и Тазовской губ) (рис. 1). Строительство собственных трубопроводных систем в рамках и без того капиталоемких и затратных шельфовых проектов обрекает эти проекты на еще меньшую финансовую отдачу и инвестиционную востребованность, неизбежно влечет их дальнейшее замораживание и сдвиг сроков реализации.

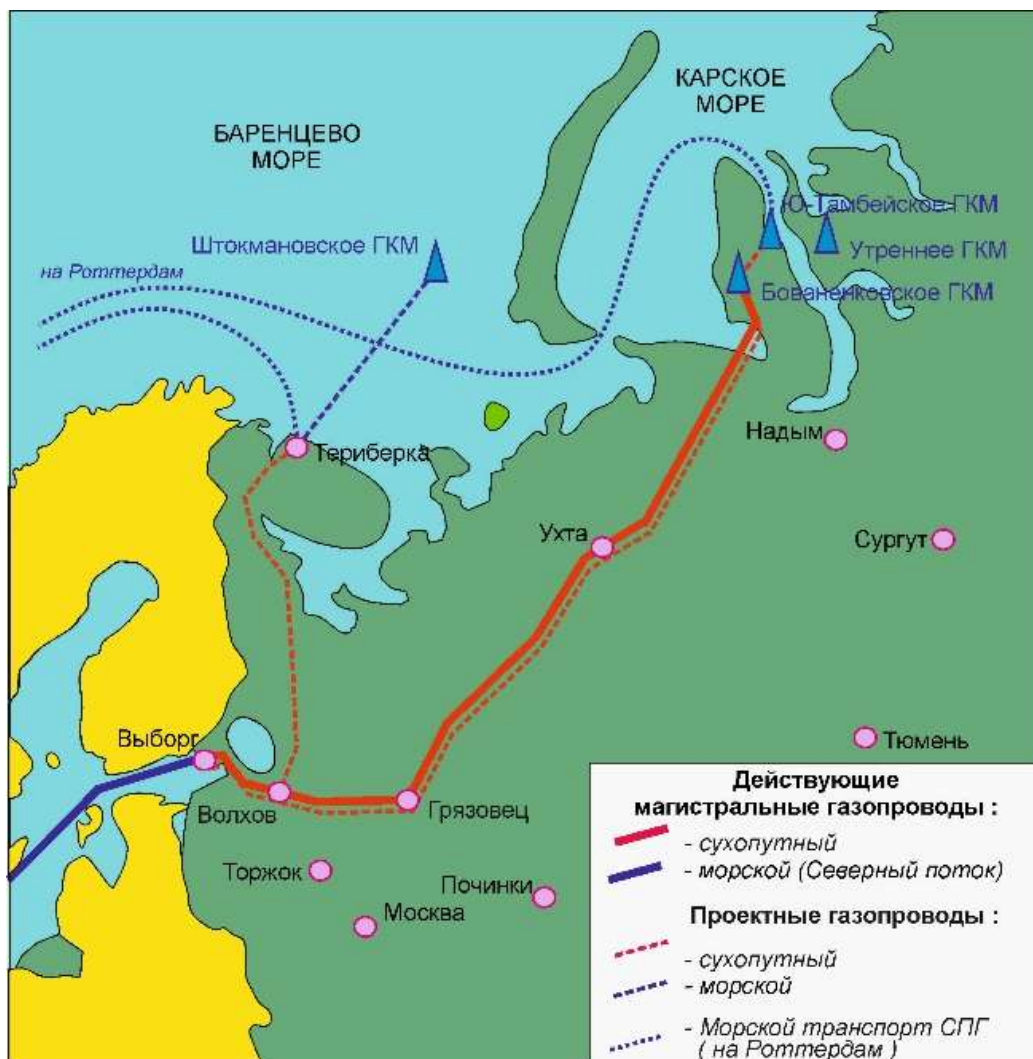


Рис. 1. Варианты организации поставок газа арктических шельфовых проектов на потребительские рынки

Возможное альтернативное решение транспортной проблемы связывается с реализацией технологий сжижения газа и его поставками на потребительские рынки танкерами-газовозами в виде СПГ (в Европу или в страны АТР). Экономика данного направления рассмотрена ниже. Здесь отметим лишь чисто технологическую составляющую подобной схемы.

Круглогодичные танкерные поставки из зоны Карского шельфа на Европейский рынок потребуют создания флота газовозов ледового класса типа Arc7. Проекту Ямал-СПГ мощностью 16.5 млн. твг, реализуемому компанией НОВАТЭК, требуется 15 таких танкеров плюс до 11 единиц танкеров неледового класса. Для гарантий ритмичности отгрузки СПГ из порта Сабетта в зимний период может потребоваться привлечение ледокольного флота. На сегодня лишь строится серия ледоколов типа «Арктика» (класс ЛК-60Я) из 3-х единиц, которые могут быть вовлечены в реализацию данной схемы транспорта.

Для организации поставок газа Ямал-СПГ в страны АТР потребуется более многочисленный флот танкеров-газовозов (как ледового класса, так и обычных), существенно большее количество ледоколов. Более того, сопровождение танкеров типа «ЯмалМакс» в восточной части Северного Морского Пути потребует привлечения более мощных ледоколов, строительство которых еще только планируется (ледоколы типа «Лидер» класса ЛК-120Я).

На очереди запуск компанией НОВАТЭК следующего проекта – Ямал-СПГ-2 на базе Утреннего месторождения. Его мощность еще больше – 19.8 млн. т СПГ в год. Соответственно, вырастут потребности в танкерах ледового класса и ледоколах, флот которых на сегодня отсутствует и только планируется к строительству и формированию в необходимом количественном и качественном составе.

Для удовлетворения текущих и перспективных потребностей отечественной нефтегазовой

отрасли в танкерно-ледокольном флоте, в судах обеспечения, платформенных основаниях и специальном шельфовом оборудовании начато строительство отечественного дальневосточного судостроительного комплекса «Звезда», в районе Мурманска возводится Центр крупнотоннажных морских сооружений. Планы НОВАТЭК предусматривают достижение объемов производства СПГ на уровне 55-70 млн. твг к 2030 году. При целенаправленном решении существующих проблем и должном финансировании теоретически эти планы вполне реализуемы. Вопрос в цене достижения столь грандиозных целей, в гарантиях соблюдения напряженного графика технического обеспечения соответствующих проектов.

Учитывая отсутствие мощного ледового покрова в южной части Баренцева моря практически круглый год, при реализации шельфовых газовых проектов возможен вариант строительства заводов СПГ в точках арктического побережья, свободных ото льда (например, бухта Белушья на Новой Земле, мыс Канин Нос, северное побережье острова Колгуев) [1, 3, 12]. Проведенные рядом специалистов исследования данного направления свидетельствуют о целом ряде преимуществ такой схемы. Вместе с тем следует признать, что соответствующие преимущества с технологических позиций носят достаточно локальный характер (всего лишь несколько снижается потребность в танкерах ледового класса и ледоколах) и не несут принципиальных финансово-экономических преимуществ; в рамках данной схемы не решается проблема круглогодичного доступа арктического шельфового газа на рынки АТР.

Наконец, к числу крайне важных и до сих пор не решенных технологических проблем арктических проектов относится экологическая безопасность шельфовой добычи. Критическую остроту она приобретает при разработке месторождений в сложных ледовых условиях, так как на сегодня не существует технологий ликвидации последствий выбросов нефти и газа при наличии ледового покрова.

3) Геолого-экономические проблемы. В силу отмеченной выше ограниченности нефтяных ресурсов акцентируем внимание на экономических проблемах реализации газовых проектов. Газовые ресурсы Арктики огромны. Вместе с тем, наличие технологических ограничений, связанных с глубиной моря и ледовой обстановкой в пределах перспективных зон шельфа, априори сдерживает возможности изучения и последующего освоения этой части ресурсного потенциала, безусловно отодвигает на неопределенное время будущее промышленное освоение потенциальных объектов (не только прогнозируемых к открытию, но и выявленных, уже разведанных). Однако, определяющим фактором развертывания и наращивания шельфовой добычи безусловно выступает экономика соответствующих проектов.

Арктические шельфовые нефтегазовые проекты по сравнению с сухопутными характеризуются несопоставимо более высокими капиталоемкостью и уровнем эксплуатационных затрат. Их экономическая эффективность и, как следствие, инвестиционная привлекательность напрямую зависят от параметров макроэкономической среды (цены на нефть и газ, инфраструктурные условия, нормативно-стоимостная база по капитальным и эксплуатационным затратам, налоговая нагрузка) и геолого-промысловых параметров добычных проектов (объем и концентрация запасов, продуктивность вмещающих отложений). Степень критичности этих факторов очевидна и неоднократно исследовалась, вполне предсказуема направленность и степень их влияния на экономическую привлекательность рассматриваемой группы проектов, а значит - и на экономические перспективы их реализации [3, 4].

При этом важны не только уровень цен и их динамика, особенности налогообложения в нефтегазовой сфере и наличие льгот на те или иные группы проектов. Принципиальное значение на инвестиционную привлекательность добычных проектов играют параметры финансово-экономической и технологической политики государства, осуществляемой центробанком, министерствами промышленности и экономического развития – в частности, политика в определении и поддержании курса рубля, стимулирование импортозамещения и т. п. Особую актуальность данная группа факторов приобрела на современном этапе развития, в условиях стабилизации цен на углеводородное сырье на относительно низком уровне, в рамках жесткой санкционной политики зарубежных партнеров по рынку углеводородов. Данная группа, по-существу, «нетрадиционных» переменных инвестиционного процесса, ранее практически не рассматривавшихся, оказалась чрезвычайно важной на текущем этапе развития отрасли, актуальной с точки зрения прогнозирования перспектив активного выхода добычных проектов (в данном случае газовых) на шельф в среднесрочной перспективе [4].

В качестве принципиально важного результата подобных исследований следует зафиксировать вывод, что при всех прочих равных условиях инвестиционная нагрузка по сухопутным проектам

кратно ниже нагрузки по шельфовым, предопределяя в том числе и более высокую рентабельность сухопутных проектов, отсутствие необходимости налогового стимулирования соответствующих газовых проектов, несопоставимо более высокую финансовую отдачу как с позиций недропользователя, так и госбюджета.

Детальный финансово-экономический анализ этих групп проектов свидетельствует, что потенциальные российские арктические шельфовые СПГ-проекты при текущих макроэкономических условиях не способны окупить затраты по ним – это касается как капитальных затрат, включающих дополнительные расходы на создание СПГ-мощностей, так и эксплуатационных, в состав которых входят издержки на сжижение и регазификацию сжиженного газа [4].

Исходя из сказанного, можно констатировать, что на сегодня арктическая шельфовая ресурсная база углеводородов с финансово-экономических позиций проигрывает сухопутным нефтегазовым проектам и не может рассматриваться как реальный самостоятельный источник оперативного наращивания добычи газа в среднесрочной перспективе (по нефтяной компоненте в масштабах отрасли ее потенциал практически ничтожен). Потенциал стимулирования ее инвестиционной привлекательности посредством расширения налоговых льгот, с одной стороны, ограничен чисто технически и зависит от уровня цен и себестоимости освоения, с другой – должен регламентироваться интересами национальной экономики, учитывающими широкий спектр факторов (от объема отчислений в бюджет и вклада конкретных проектов в развитие отечественного машиностроения до решения инфраструктурных и демографических проблем региона).

В контексте сказанного проблема импортозамещения в нефтегазовой сфере очевидна и приобретает особый статус с учетом стратегического характера отрасли – с позиций не только нейтрализации санкционной политики в отношении отечественных добывающих компаний, но и влияния на экономику нефтегазовых проектов [4].

К сожалению, отечественная промышленность либо не имеет, либо имела, но утратила необходимые компетенции в разработке оборудования и технических средств для освоения шельфа, не имеет необходимых мощностей для их создания и производства. Как следствие – критическая зависимость отечественного ТЭК от поставок соответствующего оборудования из-за рубежа, нерациональное или неоптимальное расходование финансовых ресурсов. К примеру, поисковая скважина-открывательница месторождения «Победа», пробуренная Роснефтью и ExxonMobil, обошлась в 600-700 млн. долл – это стоимость строительства двух танкеров-газовозов ледового класса Arc7 или одного новейшего атомного ледокола ЛК-60Я (и это в пересчете на текущий низкий курс рубля). Строительство платформы Приразломная, растянувшееся на 15 лет, вместо первоначальных 800-850 млн. долл (около 22-25 млрд. руб.) обошлось в 2.5 млрд. долл по курсу рубля на 2013 г. (более 79 млрд. руб.).

Российская промышленность занимает лидирующие позиции в строительстве ледокольного флота, в области военного (включая подводное) судостроения, военной авиации и машиностроения. Кроме чисто инженерных и конструкторских достижений в соответствующих сферах военно-промышленного комплекса общепризнанными являются финансово-экономические достижения в области оборонной промышленности, когда отечественные образцы обходятся бюджету страны в разы дешевле зарубежных аналогов, соизмеримых и даже уступающих по качеству и функциональным возможностям российским разработкам. В рамках реализации арктической программы и конверсии соответствующих мощностей ВПК на производство гражданской продукции планируется широко привлекать предприятия этой отрасли для разработки и создания необходимого оборудования и технических средств по шельфовой программе, внедрять соответствующие компетенции и наработки в сферу гражданского производства. Но вот, например, заказ на вторую серию танкеров Arc7 из 15 единиц для Ямал-СПГ-2, уже размещенный НОВАТЭКом на судостроительном комплексе «Звезда», предполагается выполнить не по рыночной стоимости на уровне \$315 млн. (и даже меньше благодаря «локализации»), а по существенно более высокой цене – до 383 млн. долл и даже назывались цифры 603-609 млн. долл. Чем обусловлены подобные ценовые контрасты отечественной локализации производства в данной конкретной сфере, должны разбираться финансовые органы. Но прямой ущерб и отрасли и бюджету здесь очевиден.

Оценивать способность отечественного ТЭК выйти на требуемый уровень технологического прогресса нужно с точки зрения как необходимых финансовых усилий со стороны компаний и государства, так и затрат времени на этот процесс. Уверенную надежду на всеобъемлющий успех этого процесса в достаточно сжатые сроки придает наличие огромного инженерно-конструкторского задела в целом ряде ведущих отраслей и мощный отечественный финансово-экономический потенциал. Вместе с тем, должна быть сформирована и жестко реализовываться целевая программа

технологического перевооружения отрасли, в которой была бы отражена роль в ее выполнении и компаний и государства, поставленные конкретные цели; должны быть обозначены критерии их реализации, определены административные и финансово-экономические функции ее участников. На сегодня, как представляется, четкой и глубоко проработанной подобной программы в России нет.

Выводы:

- 1) Огромный и достаточно надежно охарактеризованный с нефтегеологических позиций потенциал российского арктического шельфа требует дальнейшего регионального изучения с целью более детальной локализации районов его повышенной концентрации, выявления направлений для перспективных поисков преимущественно нефтяной составляющей углеводородных ресурсов;
- 2) Необходима комплексная государственная программа, направленная на преодоление существующих технологических проблем в освоении арктической шельфовой зоны и локализацию мощностей по производству необходимых технологических ресурсов и оборудования в пределах России;
- 3) На сегодня шельфовые арктические проекты по финансово-экономическим показателям безвозвратно проигрывают проектам, ориентированным на сухопутную ресурсную базу, и их реализация невозможна без существенных налоговых льгот. Тем самым резко снижается коммерческая эффективность эксплуатации этих ресурсов с позиций государства, в течение значительного периода (до 10-15 лет с начала добычи по проектам) объем налоговых поступлений от их эксплуатации минимален и кратно уступает отчислениям по сухопутным проектам;
- 4) Реализация российских СПГ-проектов имеет ограниченный эффект с точки зрения расширения рынков УВС, однако с коммерческих позиций характеризуется несопоставимо более высокой себестоимостью, повышенными финансовыми рисками и значительно меньшей бюджетной отдачей от эксплуатации газовых ресурсов. Ситуацию усугубляет отсутствие отечественных СПГ-технологий и необходимость импорта соответствующего оборудования;
- 5) Реализация новых и значимых по масштабу добычных проектов в пределах российского арктического шельфа в течение ближайших 10-15 лет практически невозможна – в силу имеющих место технологических проблем и несопоставимо более низкой экономической эффективности инвестиций в подобные проекты, в связи очевидными проблемами их финансирования и более низкой бюджетной эффективностью, несопоставимо более высокими коммерческими рисками;
- 6) Неизбежная пауза в реальном (и тем более – массированном) освоении российского арктического шельфа должна быть направлена на ликвидацию существующих технологических и финансовых проблем – в том числе на реальную локализацию в пределах национальной территории производства основных типов специальной техники и оборудования для работы на арктическом шельфе.

Литература

1. Банько Ю. Северный углеводородный путь // Нефть России, 2017. - №4. - С.23-28.
2. Григоренко Ю.Н., Соболев В.С. Нефтяные ресурсы акваторий – долгосрочный стратегический резерв России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009. - №3. - С.26-32.
3. Григорьев Г.А., Маммадов С.М., Жуков О.В. Промыслово-технологические и финансово-экономические проблемы освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2018. - №1. - С.35-41.
4. Григорьев Г.А., Отмас А.А. Перспективы освоения углеводородных ресурсов российского арктического шельфа – стратегическая пауза неизбежна // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2019. - №2. - С.37-45.
5. Каминский В.Д., Зуйкова О.Н., Медведева Т.Ю., Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние изученности и перспективы освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2018. - №1. - С.4-9.
6. Каминский В.Д., Супруненко О.И., Смирнов А.Н., Медведева Т.Ю., Черных А.А. Современное ресурсное состояние и перспективы освоения МСБ шельфовой области российской арктики // Разведка и охрана недр, 2016. - №9. - С.136-142.
7. Новиков Ю.Н. Ревизия объектов и переоценка запасов и ресурсов – неотложные задачи подготовки ближайшего резерва углеводородного сырья России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009. - №3. - С.33-43.

8. *Новиков Ю.Н., Григорьев Г.А.* Техничко-технологическая база отечественной морской нефтегазодобычи: состояние и тенденции развития // Oil & Gas Journal Russia, 2012. - №12. - С.50-57.
9. *Прищеп О.М., Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Ананьев В.В., Маргулис Е.А., Анфилатова Э.А.* Узлы нефте- газодобычи глобального значения на северо-западных акваториях России: перспективы развития и освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т.5. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2010.pdf
10. *Сенин Б.В., Леончик М.И., Астахов С.М.* Актуальные задачи развития сырьевой базы нефти в нераспределенном фонде недр арктических морей // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2019. - №2. - С.6-14.
11. *Шипилов Э.В., Мурзин Р.Р., Удальцов В.И.* Геология газовых и нефтяных месторождений арктического шельфа России // Нефтегаз, 2001. - №2. - С.37-48.
12. *Шумовский С.* Новый порт на Новой Земле? // Нефть России, 2009. - №2. - С.76-79.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОТКРЫТИЯ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ И АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

Е.Б. Грунис¹, И.А. Маракова², А.Г. Сотникова¹, С.А. Лукова¹

1. ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва

2. ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» (ФГБОУ ВПО «УГТУ»), Ухта

Методика исследований

Для дальнейшего освоения пермского комплекса впервые была разработана методика тектоно-фациально-динамического прогнозирования (МТФДП) ловушек УВ на основе выяснения условий их формирования и закономерностей размещения [1]. МТФДП позволяет раскрыть причинно-следственные связи и закономерности в определённых геологических условиях и обстановках осадконакопления, которые привели к образованию ловушек и залежей УВ.

В результате проведённого анализа геолого-геофизического материала оконтурены тектоно-фациально-динамические зоны - области аккумуляции обломочного материала, выделенные по палеофациальным и динамическим признакам и характеризующиеся определёнными режимами осадконакопления, проявлением первичной и вторичной тектонической активности [1].

Хорейверско-Печороморская синеклиза

Русская моноклиналь (фациально-динамическая зона стабильности)

Снос обломочного материала и формирование отложений верхнего палеозоя происходило по речным системам в направлении с северо-востока и юго-востока Печорской синеклизы с преобладанием регрессивных циклов и проградацией береговой линии в северо-западном направлении. Источники сноса находились в пределах Варандей-Адзвинской структурно-тектонической и Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зонах. В результате предтриасового размыва отложений верхней и средней перми сформировались зоны развития структурных, литологических, стратиграфических ловушек и их различные комбинации. По результатам проведённых исследований на шельфе Печорского моря выделено два основных направления поисковых работ на УВ-сырьё [2]:

1) *В пермском НГК* залежи нефти прогнозируются в русловых и дельтовых отложениях и в зонах срезания верхнепермских пород; выделено 9 перспективных объектов.

2) *В верхнекаменноугольно-нижнепермском НГК* залежи УВ связывают с органогенными постройками ассельско-сакмарского яруса; выделено 13 перспективных объектов на газ, 6 - на нефть.

Хорейверская впадина (смешанная тектоно-фациально-динамическая зона)

Пермский и триасовый терригенные НГК. Верхнепермские отложения в пределах Большеземельского свода характеризуются резкой фациальной изменчивостью. По результатам обработки материалов сейсморазведки МОГТ 2D в надкарбонатном пермо-триасовом комплексе выявлены зоны широкого развития ловушек УВ, связанные с аккумулятивными телами различного генезиса (русловые, дельтовые, баровые, аллювиальные конусы выноса), представляющие определённый нефтегазопромысловый интерес [3]. Признаки нефтеносности установлены в песчаниках кунгурского яруса на Веякошорской площади.

Визейско-нижнепермский карбонатный НГК. По обрамлению палеоподнятия, существовавшего в каменноугольно-раннепермское время, формировались карбонатные постройки типа биогермов, биостромов и линейных барьеров. Сейсморазведочными работами МОГТ 2D в северной части впадины закартированы аномалии волнового поля, связываемые с органогенными постройками типа карбонатных банок или одиночных рифов [4]. Наиболее северные из установленных и предполагаемых органогенных образований имеют преимущественно позднекаменноугольный возраст, южные и юго-восточные - раннепермский. Часто каменноугольно-пермские постройки размещаются над верхнедевонскими, что подтверждено геологоразведочными работами на Сандивейском, Харьгинском объектах и в Денисовском прогибе.

Доманиково-турнейский НГК. Залежи УВ в доманиково-турнейских отложениях могли формироваться за счёт собственного генерационного потенциала, так и вследствие перетоков УВ из нижележащих НГК. Большинство продуктивных ловушек УВ относится к структурному и структурно-литологическому типам [5].

Среднеордовикско-нижнедевонский НГК. Анализ условий нефтеносности в Хорейверской впадине показал, что распределение скоплений нефти на большей ее части соответствует вертикально-латеральной генерационной зональности нефтегазообразования. В меловой период прекратились генерационные процессы и заполнение новых ловушек УВ происходило только за счёт переформирования имевшихся скоплений или миграционных потоков со стороны прилегающих территорий. Существенное влияние на перераспределение скоплений нефти оказала перестройка структурного плана, произошедшая в результате завершения герцинского этапа тектогенеза.

Обладающие высоким нефтегазогенерационным потенциалом силурийско-нижнедевонские отложения находились в главной зоне нефтеобразования после формирования ловушек под региональной тиманско-саргаевской покрывкой [6], в связи с этим, в них прогнозируется открытие новых залежей нефти в пределах перспективной территории Цильгорской депрессии.

С целью картирования и последующего опробования нижнепермских, верхнедевонских и силурийских рифов и зоны срезания продуктивных пластов нижнего девона на Ладотынском полигоне рекомендуется провести детализационную сейсморазведку 3D. На сегодняшний день нет эффективной геологической модели седиментации силурийского комплекса, карбонатные постройки в котором установлены на Западно-Возейшорской, Баганской, Сандивейской и других площадях. Основная трудность в ее разработке заключается в том, что эти отложения в пределах Большеземельского палеосвода были подвергнуты достаточно глубоким гипергенным процессам в предверхнедевонское время, которые нарушили целостность картины осадконакопления.

Припайхойско-Приюжноновоземельский мегапрогиб (смешанная тектоно-фациально-динамическая зона)

Лабогейская фациально-динамическая зона стабильности. Перспективным объектом в фациально-динамической зоне I (рис. 1) является клиноформная толща пермского возраста, ресурсы нефти которой по авторским подсчётам превышают 100 млн. тонн.

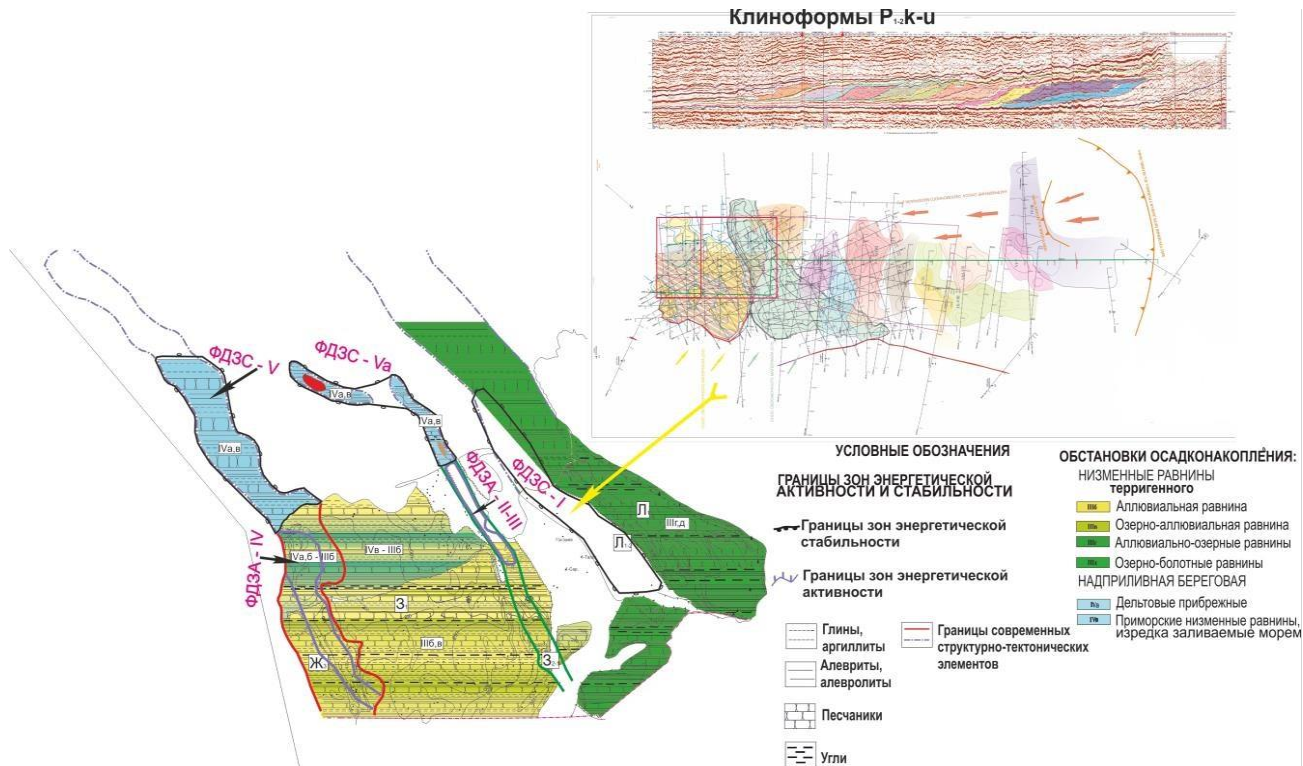


Рис. 1. Литолого-фациальная характеристика толщи пермского возраста (Маракова И. А., 2016 г.)

В целом, терригенные отложения пермского комплекса с доступными для бурения глубинами обладают значительными перспективами и открытие в них залежей УВ прогнозируется в

литологически экранированных ловушках, сформировавшихся в зоне распространения аллювиально-дельтовых и прибрежно-морских осадков [7, 8]. Зональными и локальными флюидопорами для залежей УВ служат разновозрастные внутрикомплексные межпластовые глинистые пачки различной мощности.

Янгарейская фациально-динамическая зона активности. В разрезах скважин Коротайхинской впадины и прилегающих территорий высокoeffмкие коллекторы выделены в органогенных известняках ниже- среднекаменноугольного возраста. Покрышками являются глинистые известняки сезымской свиты и глины кунгурского возраста. Перспективными на газ являются Верхнеянгарейская и Янгарейская структуры.

Предуральский краевой прогиб (фациально-динамические зоны активности).

В настоящее время принципиально доказана генетическая связь Предуральского краевого прогиба с Прикаспийской впадиной. Соединение Прикаспийской впадины и Мраковской депрессии происходило по Ново-Алексеевскому прогибу, чётко прослеживаемому от рифея до перми, т.е. условия катагенеза, генерации и аккумуляции УВ были идентичными с условиями Прикаспийской впадины.

Внутренняя зона прогиба представляет собой сложнопостроенную чешуйчато-надвиговую область шириной 30-60 км и протяжённостью более 1000 км. Внутренняя зона прогиба состоит из высокоамплитудных надвиговых структур, как правило, крупных размеров. Перспективны отложения от силура до верхней перми. Оценка прогнозных ресурсов газа составляет более 3-х трлн. м³. В Верхнепечорской впадине основными объектами для поисков новых месторождений УВ являются Кылымьельская, Юрвож-Большелягская, Югид-Вуктыльская, Западно-Вуктыльская площади и автохтонные отложения Вуктыльского месторождения.

Отложения доманикового типа. Специалистами ФГБУ «ВНИГНИ» [9] проведено нефтегеологическое районирование отложений доманикового типа Тимано-Печорской НПП и выделено 16 лицензионных участков для их освоения. Установлена генетическая сущность происхождения нефти в доманиковых отложениях. Анализируя схему проявлений магматизма и карту результатов комплексного анализа ОВ в породах доманикового типа следует отметить, что повышенное содержание ОВ приурочено к зонам проявления магматизма, и может быть объяснено тем, что процессы нефтеобразования в доманиковых отложениях связаны с историей становления земной коры региона, магматизмом, деструкцией, образованием сквозных зон проницаемости, протеканием флюидодинамических и гидротермальных процессов, обеспечивающих условия для формирования восстановленных систем, их миграции и локализации. Наличие пластов вулканического пепла отмечено в керне Пермского бассейна, Баккен, Игл Форд (США), Сюань чен (КНР), в баженовской свите и доманиковых отложениях Восточно-Европейской платформы. Не исключено, что в условиях проявления палеовулканизма возможен парагенезис УВ, т.к. исходные компоненты системы (CO₂, H₂O, температура, давление) имеются. Механизм образования УВ более масштабен, чем термодинамический простой, многоступенчатый термолиз органики в изолированных осадочных толщах.

Литература

1. Грунис Е. Б. Новый подход к поиску залежей углеводородов в терригенных пермских отложениях северо-восточной части Тимано-Печорской провинции / Е. Б. Грунис, И. А. Маракова, В. Б. Ростовщиков // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 75–86.
2. Ростовщиков В. Б. Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в Тимано-Печорской провинции / В. Б. Ростовщиков, И. А. Маракова, И. В. Колоколова // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: Материалы XVII Геологического съезда Республики Коми. Т. III. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 142-153.
3. Маракова И. А. Условия формирования и критерии сохранности залежей УВ в пермских терригенных отложениях северо-восточной части Тимано-печорской провинции / И. А. Маракова, В. Б. Ростовщиков. // Сборник докладов XIII Международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле». 5-7 апреля, 2017 г. в 2 т., Т. 1. – М.: МГРИ-РГГРУ, 2017. – С. 111-112.
4. Богданов Б. П. Уникальные рифовые объекты Хорейверской впадины в связи с нефтегазоносностью / Б. П. Богданов, В. Б. Ростовщиков, И. А. Маракова // Рассохинские чтения: материалы международного семинара (4–5 февраля 2016 года). В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2016. – С. 98-103.
5. Теплов Е. Л. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е. Л. Теплов, П. К. Костыгова, З. В. Ларионова и др. - СПб: ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
6. Ростовщиков В. Б. Перспективы и проблемы поисков месторождений нефти и газа в палеозойских карбонатных отложениях ТПП / В. Б. Ростовщиков, И. В. Колоколова // Рассохинские

чтения: материалы международного семинара (4–5 февраля 2016 года). В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2018. – С. 82-87.

7. Грунис Е. Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции / Е. Б. Грунис, И. А. Маракова, В. Б. Ростовщиков // Геология нефти и газа, 2017. - № 1. – С. 13-25.

8. Маракова И. А. Условия формирования и закономерности размещения ловушек различного типа в терригенных отложениях пермского возраста в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Сборник материалов 25-й научной конференции «Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента». 29 ноября-1 декабря 2016 года. – Сыктывкар Геопринт, 2016. – С. 118-122.

9. Грунис Е. Б. Состояние, пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации и проблемы геологического моделирования / Е. Б. Грунис, А. И. Варламов, В. Б. Ростовщиков, И. А. Маракова // сборник научных трудов (по материалам международной научно-практической конференции) / отв. ред. А. В. Ступакова, МГУ им. М. В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых. – Москва: Издательство «Перо», 2019. – С. 138-144.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОБНАРУЖЕНИЯ НОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В МАЛОИЗУЧЕННЫХ РАЙОНАХ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА (ТЕРРИТОРИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП)

Е.Б. Грунис, А.Г. Сотникова, С.А. Лукова

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»

(ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва

Северный сегмент Предуральского краевого прогиба, окаймляющий восточную окраину Печорской плиты, характеризуется в среднем низкой степенью геолого-геофизической изученности. Ограниченный объем информации был накоплен до 1991 г. После длительного перерыва с 2004 г. возобновилось целенаправленное изучение территории. Предуральский прогиб характеризуется увеличенными мощностями осадочного чехла (до 12-14 км), широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности (от ордовика до нижней перми), наличием многопластовых залежей, значительными размерами большинства выявленных структур, присутствием в разрезе осадочного чехла нескольких пластичных горизонтов и их выдержанностью, обуславливающих развитие различных типов деформаций.

В связи с широким развитием в прогибе складчато-надвиговых процессов и интенсивной раздробленностью осадочного чехла для отдельных тектонических структур I порядка (Воркутское поперечное поднятие, гряда Чернышева) отсутствуют единообразные надежные региональные модели их геологического строения. На сегодняшний день за счет средств федерального бюджета на отдельных участках этих структур ведутся работы по уточнению их геолого-геофизических моделей на основе проведения дополнительных сейсморазведочных работ МОГТ 2D, переобработки ранее полученных сейсмических материалов и увязки их с результатами бурения. Однако программа работ по планомерным исследованиям нераспределенного фонда недр территории Предуральского прогиба и Западного склона Урала в пределах Тимано-Печорской НГП отсутствует.

Воркутское поперечное поднятие характеризуется субширотной ориентировкой и изометричными формами большинства локальных структур (Падимейская, Ховрашорская, Ярвожская), формирование которых обусловлено наложением разнонаправленных тектонических движений. Северным ограничением поперечного поднятия является горст Чернова, характер сочленения которого с грядой Чернышева и Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоны до сих пор не расшифрован из-за отсутствия обнажений и глубоких скважин. Такие тектонические «узлы» рассматриваются многими исследователями в качестве высокоперспективных на нефть и газ.

В пределах Воркутского поднятия установлена нефтеносность нижнего и среднего карбона. Непромышленные притоки нефти и конденсатного газа получены из верхнесилурийских и верхнедевонских отложений. Для дальнейших ГРП может представлять интерес ряд выявленных по ОГ в девоне и силуре локальных объектов (Норийшорский, Ховрашорский, Сизимшорский, Луньвожский). Требуется более детальная проработка предложенных ранее моделей строения этих объектов (из-за неоднозначных скоростных определений в сложнопостроенной зоне не исключается существование «ложных» структур), проведение дополнительных сейсморазведочных работ и подтверждение бурением. Перспективы нефтеносности связаны также с крупным Роговским поднятием, извлекаемые ресурсы категории D₀ которого оценены ТПНЦ в объеме 40 млн. т (рисунок).

Косью-Роговская впадина характеризуется четко выраженным ассиметричным строением. Некоторые структурные формы внешней (северо-западной) зоны имеют очевидную генетическую связь с таковыми юго-востока Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны (Кымбожьюская, Бергантымыльская, Малороговская), морфологическое единство которых нарушено наложенной в позднетриасово-раннеюрское время грядой Чернышева [3]. Во внутренней (приуральской) зоне проявляется несоответствие структурных планов и степени дислоцированности карбонатного ложа и вышележащих толщ пермского возраста. Значительная часть внутренней зоны перекрыта Лемвинским аллохтоном.

В Косью-Роговской впадине установлена промышленная нефтегазоносность карбонатных среднекаменноугольных, нижнепермских и нижне-среднедевонских отложений. Осадочный чехол впадины перспективен для поисков залежей УВ в стратиграфическом диапазоне от ордовикских до нижнепермских отложений. В результате обработки и интерпретации материалов сейсмики МОГТ 2D

и 3D, полученных в последние 5-8 лет и переинтерпретации ретроспективных данных компаниями-недропользователями на Лемвинском, Интинско-Кожимском, Берганты-Мыльском и Левогрубеюском участках подготовлен и переподготовлен ряд локальных объектов, в основном, по карбонатным отложениям карбона-нижней перми. В 2017 г. скважиной Нерцетинская, 21 было открыто среднее по начальным извлекаемым запасам нефти месторождение в нижне-среднекаменноугольных отложениях. Ранее пробуренные скважины положительного результата не давали. Хотелось бы отметить, что в 21 скважине на глубине порядка 5000 м из овинпармских отложений нижнего девона получен непромышленный приток нефти. Остаются невыясненными перспективы нефтегазоносности сложнопостроенных примыкающих к гряде Чернышева и уходящих под ее надвиговые пластины серии Кымбожьюских и Поварницкой структур, подготовленные извлекаемые ресурсы которых оценены ~ 60 млн. т (рисунок).

На **гряде Чернышева** установлена нефтеносность силурийско-нижнедевонских, франских, фаменских и серпуховских отложений. Территория характеризуется самой высокой плотностью локальных структур в Предуральском прогибе. С 1985 г. открыто всего 4 месторождения, при этом, опойсковано более 10 структур, на которых в большинстве пробуренных скважин установлены лишь многочисленные нефте- и газопроявления [2].

В южной части гряды Чернышева в среднеордовикско-нижнедевонском НГК, как наиболее значимом по количеству неразведанных ресурсов УВ, первоочередными объектами дальнейших региональных ГРП являются Шарью-Заостренский и Яньюский блоки. В пределах Шарью-Заостренного блока на Восточно-Шарьюской структуре была начата бурением поисковая скважина, на глубине 524 м попавшая в аварию. Возраст отложений, пройденных скважиной, не установлен. На Пихтовой структуре Яньюского блока по всему разрезу вскрытому поисковой скважиной до отложений верхнего девона установлены признаки нефтегазоносности. В связи с отсутствием параметризации разреза данных блоков на выявленных структурах необходимо бурение параметрических скважин. Нефтегазописковый интерес представляет Заостренная структура - брахиантклиналь древнего заложения, осложненная на западном и северо-восточном крыльях нарушениями взбросового типа, прослеживающимися по всем отложениям осадочного чехла. Структура развивалась унаследовано, сохраняя амплитуду (до 500 м) и площадь.

Большесынинская впадина характеризуется повышенными мощностями ниже- и среднепалеозойских отложений в связи с развитием ее на юго-восточном продолжении Печоро-Колвинского авлакогена Печорской плиты, а с другой стороны – является структурой Предуральского прогиба. Установленная нефтегазоносность D3f, D3fm, P1a+s, P1k, P1u отложений и основная часть выявленных локальных объектов приурочены к внешней зоне впадины.

На сегодняшний день достоверно не установлен характер сочленения Большесынинской впадины и Тимано-Печорской плиты. Сейсмопрофили 18-РС и 19-РС, заходя в зону лишь своими окончаниями, поэтому не могут быть использованы для построения ее адекватной региональной геологической модели. Перспективы обнаружения залежей УВ, в первую очередь, связаны с карбонатными силурийскими и ниже-верхнедевонскими отложениями. Закартированное по разновозрастной силурийско-нижнедевонской поверхности Лайско-Лодминское палеоподнятия Печоро-Колвинского авлакогена продолжается в Большесынинскую впадину. В пределах его северного склона с эрозийным выходом под тиманскую покрывку коллекторов нижнего силура связана газоконденсатная залежь на Западно-Командиршорском-II месторождении. Для уточнения юго-восточных контуров палеоподнятия, а также детализации зоны распространения органогенных построек позднедевонского возраста вблизи зоны сочленения необходима отработка дополнительных объемов сейсморазведочных работ. Во внешней зоне Большесынинской впадины поисковый интерес представляют также зоны стратиграфического выклинивания фаменско-турнейских отложений под визейскую глинистую покрывку, определённые перспективы нефтегазоносности связаны с терригенными визейскими и нижепермскими отложениями.

Остаются невыясненными перспективы нефтегазоносности высокоамплитудной Нитчемьюской структуры, выраженной по всем основным ОГ осадочного чехла. Вверх по разрезу установлено смещение свода структуры к юго-востоку на 2 км, сохраняя размеры и амплитуду. Пробуренные на площади скважины (1981-1985 гг.) оказались в периклинальной части структуры, разрез - водонасыщен. Ошибки в структурных построениях произошли из-за недоучета скоростей в верхней части разреза, осложненной тектоническими нарушениями (рисунок).

Внутренняя зона впадины практически не освещена региональными геолого-геофизическими материалами (21-РС заходит лишь своим окончанием, пробурено 3 структурных скважины). Разрез изучен до глубины 2000 м. Сейсморазведочными работами 1970-х гг. по подошве визейских отложений



и кровле «карбонатов карбона нижней-перми» установлена серия Аранецких и Лосиная структуры, амплитуда некоторых достигает 1000 м. Структурные построения выполнены по автохтонной части разреза. В наиболее сложнопостроенной аллохтонной построения выполнены условно из-за активной разрывной тектоники, отсутствия надежных отражающих горизонтов в мощной терригенной части разреза [4].

Верхнепечорская впадина представляет собой наиболее «устойчивый» элемент Предуральского прогиба, испытывавший на протяжении всей палеозойской истории развития длительное погружение. Во впадине установлена нефтегазоносность фаменских, средневизейских, средне-верхнекаменноугольных, ассельско-сакмарских, артинских и кунгурских отложений. В связи с низкой изученностью района, неразведанные ресурсы УВ Верхнепечорского НГР оценены невысоко (130 млн. т у. т.). Поисковый интерес в отложениях среднедевонско-франского НГК может быть связан с зоной регионального выклинивания и литологически ограниченными седиментационными телами в живецких и джьерских отложениях. Поиски залежей УВ в доманиково-турнейских отложениях связаны с зонами распространения органогенных построек различного генезиса и структурами их облекания. Доминантным по количеству НСР УВ является карбонатный средневизейско-нижнепермский НГК, порядка 95 % запасов УВ которого приходится на Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. По простиранию брахиантиклинальной складки, севернее и южнее месторождения в ряде пробуренных скважин в отложениях нижнего карбона – нижней перми получены притоки нефти и отмечены нефтегазопоявления [1].

Остаются неопределенными перспективы нефтегазоносности серии сложнопостроенных структур, таких как Гудырвожская, Мартюсоя, Кырташорская, Восточно-Вуктыльская, Ближняя, Лебяжская (рисунок). По данным гравirazведки в Гудырвожской зоне прогнозируются крупные поднадвиговые объекты. При бурении одноименной параметрической скважины интервал карбонатных отложений сакмарского яруса (3919-3936 м), рекомендованный по ГИС как газонасыщенный, остался непробыванным. На Мартюсояй структуре в разрезе верхнеартинских отложений (интервал 3107-3121 м) по материала ГИС выделены продуктивные интервалы. На Кырташорской площади при опробовании ассельско-сакмарских известняков (2805-2846 м) получен приток газа дебитом 25 тыс. м³/сут. Восточнее Вуктыльского месторождения расположена Восточно-Вуктыльская структура, западнее – Ближняя и Лебяжская, покрытые редкой сетью профилей МОГТ 2D 1976-1989 гг., в которых при бурении отмечены нефтегазопрооявления в верхнедевонских и каменноугольно-пермских отложениях.

Таким образом, анализ материалов региональных и площадных ГРР на нефть и газ выполненных на территории Предуральского краевого прогиба показал реальную возможность выявления новых крупных залежей УВ. Для наращивания сырьевой базы таких малоизученных районов необходимо планомерное целенаправленное их изучение, предусматривающее как региональные сейсморазведочные работы и бурение параметрических скважин на нераспределенном фонде недр, так и расширение географии поисковых работ.

Литература

1. Аминов Л.З., Белонин М.Д., Боровинских А.П. и др. [1999] Нефтеперспективные объекты Республики Коми. Ухта, ТП НИЦ. С. 271-273.
2. Данилов В.Н., Иванов В.В., Гудельман А.А. и др. [2011] Перспективы нефтегазоносности центральной части поднятия Чернышева по результатам геологоразведочных работ на Адакской площади. Нефтегазовая геология. Теория и практика, Т. 6, № 2.
3. Сивков С.Н. Тектоника Косью-Роговского прогиба. Труды института геологии Коми филиала Академии наук СССР, выпуск 55. С. 36-45.
4. Тарбаев Б.И., Беяков Л.Н., Юдин В.В., Сливков С.Н., Воинов А.С. [1985] Перспективы нефтегазоносности надвига-складчатого пояса Северного Урала. М., ВНИИЭГазпром, 60 с.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МОСКОВСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ**А.М. Жарков, Г.А. Черданцев, А.А. Фарукшин**

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург

Московская синеклиза это древний верхнепротерозойский прогиб, выполненный песчано-глинистыми осадками, который протягивается в субширотном направлении между Санкт-Петербургом и Москвой (рис. 1). Общая площадь прогиба составляет 450 тыс. км². Основанием для заложения прогиба послужила рифтовая структура рифейского возраста. Благоприятное расположений рассматриваемой структуры привлекает к ней внимание исследователей, ищущих возможности обнаружения скоплений УВ.

Первые скважины, на территории Московской синеклизы, были пробурены в конце 1940-х годов. Бурение осуществлялось только на структурах. Всего было пробурено 170 скважин, из них только 78 вскрыли породы фундамента, то есть прошли весь осадочный чехол. Проводившиеся до 70-х годов прошлого века сейсмические исследования МОВ на глубинах около трех тысяч метров (кровля кристаллического фундамента в наиболее погруженных частях синеклизы) давали значительную погрешность. Соответственно часть выделенных структур может иметь другие контуры или вообще не существовать. За основную зону нефтегазонакопления (ЗНГН) был принят Рыбинско-Сухонский мегавал, на котором было расположено наибольшее количество пробуренных скважин. В результате бурения получены прямые признаки нефтегазонаосности базальных отложений, но месторождений углеводородов выявлено не было. Поэтому в начале 1980-х изучение венд-рифейской толщи было прекращено (Гаврилов В.П., Дворецкий П.И., Дунаев В.Ф. и др. 2000)

За прошедший период был накоплен значительный опыт изучения базальных верхнепротерозойских отложений Восточной Сибири, который показывает структурно-литологическую связь пород фундамента и нижних горизонтов осадочного чехла. Реконструкция условий накопления осадочного чехла выявляет две основные эпохи разломообразования. Первая связана с накоплением базальных отложений, а вторая, с завершением карбонатного этапа осадконакопления на древних платформах (Жарков А.М., 2004). Для прогноза нефтегазонаосности наиболее интересна первая, которая обусловила формирование участков улучшенных коллекторов на крыльях синеклизы, над приподнятыми блоками фундамента.

Примером формирования литологических ловушек УВ такого рода может служить Ярактинское, Дулиминское месторождения УВ Сибирской платформы, приуроченные к юго-восточному крылу Непско-Ботуобинской антеклизы. Флюиды нефти и газа не уходят из этих ловушек вверх по региональному склону, так как привязаны к песчаникам с улучшенными коллекторскими свойствами. Поскольку песчаники залегают на приподнятых по нарушению блоках фундамента, то по магнитометрическим аномалиям можно прогнозировать расположение этих блоков. Дело в том, что по зонам нарушений внедряются базальты богатые железом, соответственно в зонах нарушений формируются линейные магнитные аномалии.

В последующем, на втором этапе разломообразования, окончательно формируется Рыбинско-Сухонский мегавал. Согласно материалам бурения кровля вала разбита многочисленными нарушениями. Если и были там залежи УВ, на осложняющих локальных структурах, то, скорее всего, они мигрировали в более высокие горизонты осадочного чехла или рассеялись по разрезу.

На крыльях синеклизы, в тектонически более спокойных условиях залежи УВ могли сохраниться.

Проведенный анализ магнитометрии, позволяет наметить несколько перспективных участков для поиска скоплений УВ на юго-восточном борту синеклизы, где условия сохранности возможных залежей более приемлемые, по сравнению с северо-западным крылом. На последнем отмечаются признаки миграции УВ флюидов, вследствие разрушения предполагаемых залежей (Жарков А.М., Черданцев Г.А., Фарукшин А.А., 2018).

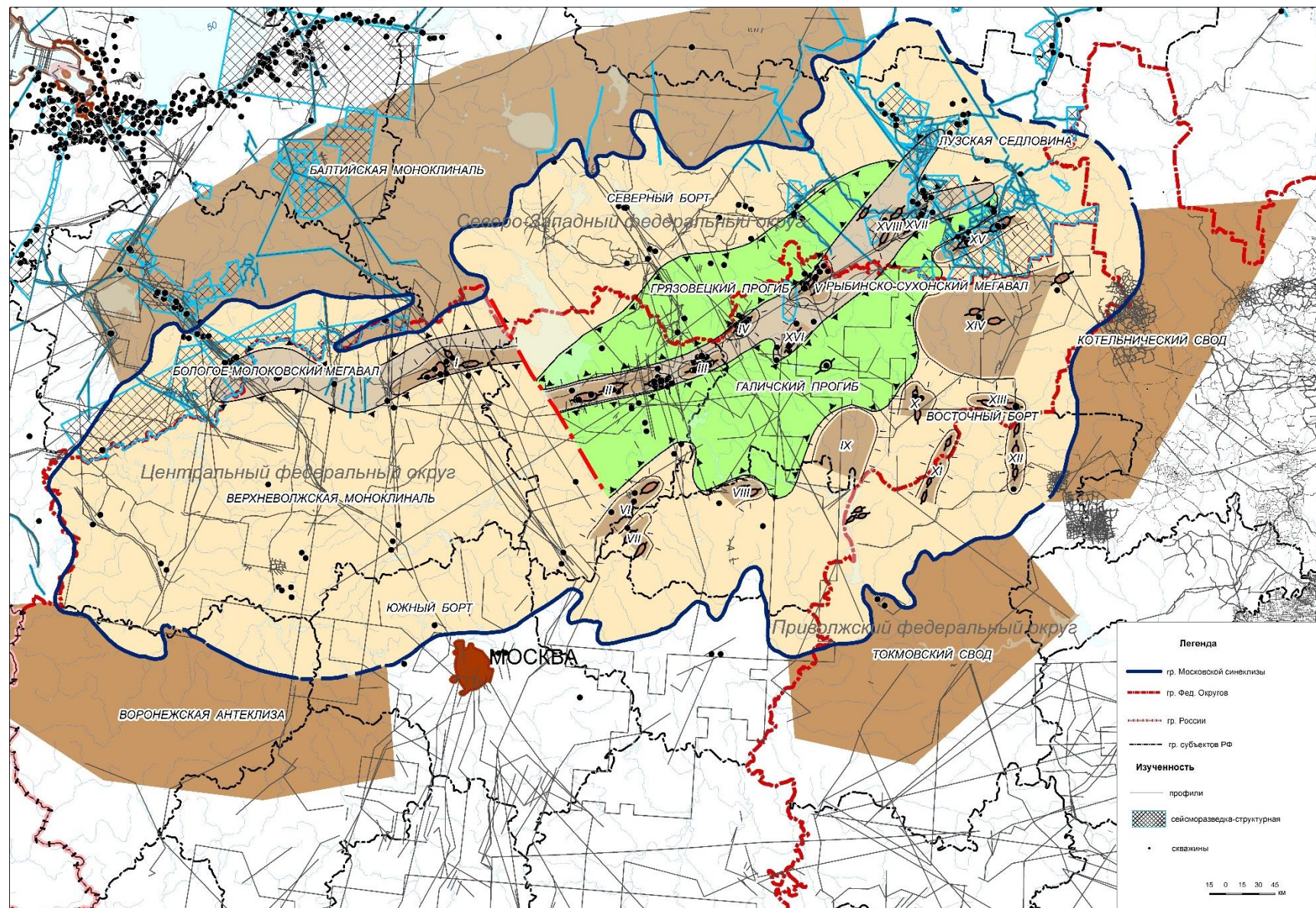


Рис. 1. Карта геологической изученности территории Московской синеклизы

Литература

1. Гаврилов В.П., Дворецкий П.И., Дунаев В.Ф. и др. Геология и нефтегазоносность Московской и Мезенской синеклиз М.: ОАО “Издательство “Недра”. 2000. С. 144.
2. Жарков А.М. Закономерности строения осадочного чехла древних платформ. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 2-3. 2004. С. 4-6.
3. Жарков А.М., Черданцев Г.А., Фарукшин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности северо-западной части Московской синеклизы (Ленинградская область). Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. № 4. 2018. С. 59-64.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ОКРАИНЫ

Г.С. Казанин, С.П. Павлов, С.И. Шкарубо

ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», Мурманск

Шельфовый седиментационный бассейн Восточно-Сибирского моря отделен от глубоководных областей полосой периокеанических бассейнов континентального склона и подножия, сформированных проградационными клиноформными комплексами, перекрывающими разломно-блоковую систему ступеней основания осадочного чехла. Особенности строения зоны сочленения шельфа и океанических структур раскрывают результаты комплексных геофизических исследований, проведенных ОАО «МАГЭ» в пределах континентальной окраины Восточно-Сибирского моря.

В 2011-2012 годах были выполнены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D в комплексе с гравиметрией и дифференциальной гидромагнитометрией в районе поднятия Де-Лонга и хребта Ломоносова. Уточнено геологическое строение осадочных бассейнов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, основные черты структуры периокеанических прогибов, сформировавшихся в районе бровки континентального склона. Выявлены зоны и объекты возможного накопления углеводородов в верхнемеловых – кайнозойских комплексах бассейнового осадочного чехла.

В 2016 году юго-восточнее были продолжены комплексные геофизические исследования с целью изучения региональных особенностей геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточно-Арктической континентальной окраины (Восточно-Сибирской рифтовой системы, поднятия Де-Лонга и прогиба Вилькицкого). В этом районе ОАО «МАГЭ» выполнены сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, надводные гравиметрические наблюдения, дифференциальные гидромагнитные наблюдения в объеме 3606 км.

В районе островов Де-Лонга фундамент считается каледонским – здесь установлен дислоцированный островодужный комплекс ордовикского возраста. Промежуточный структурный этаж известен на островах Анжу, где палеозойские и мезозойские толщи умеренно дислоцированы в позднекеммерийскую эпоху складчатости. Возможно, промежуточный структурный этаж присутствует на каледонском фундаменте поднятия Де-Лонга. На это указывают находки мелководных известняков каменноугольного возраста на о. Жохова [Геология и полезные ископаемые..., 2004]. На сейсмических разрезах в волновом поле ниже подошвы плитного чехла отчетливо проступают элементы отражающих горизонтов, характеризующих внутреннюю структуру складчатого каледонского фундамента или промежуточного этажа (рис. 1).

Высокая разрешенность сейсмической записи предоставила возможность выделить в разрезе эпипозднекеммерийского (альбско-верхнемелового – кайнозойского) плитного чехла характерные сейсмокомплексы и прогнозировать условия их формирования. На временных разрезах прослежены отражающие горизонты, связанные с перерывами в осадконакоплении: ОГ А – поверхность акустического фундамента, ОГ PU – пермское несогласие, ОГ JU – юрское несогласие, ОГ LCU – нижнемеловое несогласие, ОГ ESS11 – апт-альбское несогласие, ОГ ESS1 – посткампанское несогласие, ОГ ESS2 – нижнеолигоценовое несогласие, ОГ ESS3 – региональное предмиоценовое несогласие, ОГ ESS5 – мессинское несогласие [Казанин, Барабанова и др., 2017]. Выделенные сеймостратиграфические комплексы включают отложения от нижнекаменноугольных до четвертичных. При этом нижнекаменноугольные – юрские отложения представлены лишь в котловине Подводников, они ограничиваются Ломоносовской флексурно-разломной зоной. Осадочный чехол прогиба Вилькицкого начинается с нижнемеловых отложений.

Основные черты окраинно-шельфовых структур Восточно-Сибирского моря и продолжения их в глубоководную область Центрально-Арктических поднятий проявляются в рисунке изолиний поверхности акустического фундамента (подошвы плитного чехла), которая погружается от поднятия Де-Лонга по системе блоков в северо-восточном направлении в котловину Подводников, и на юго-восток – в прогиб Вилькицкого (рис. 2).

Ломоносовско-Менделеевская флексурно-разломная зона разграничивает прежде единую область континентального рифтогенеза на шельфовую и глубоководную части. В шельфовой части

выделяются поднятие Де-Лонга, Восточно-Сибирская рифтовая система, Демидовская седловина, прогиб Вилькицкого; в глубоководной части – котловина Подводников.

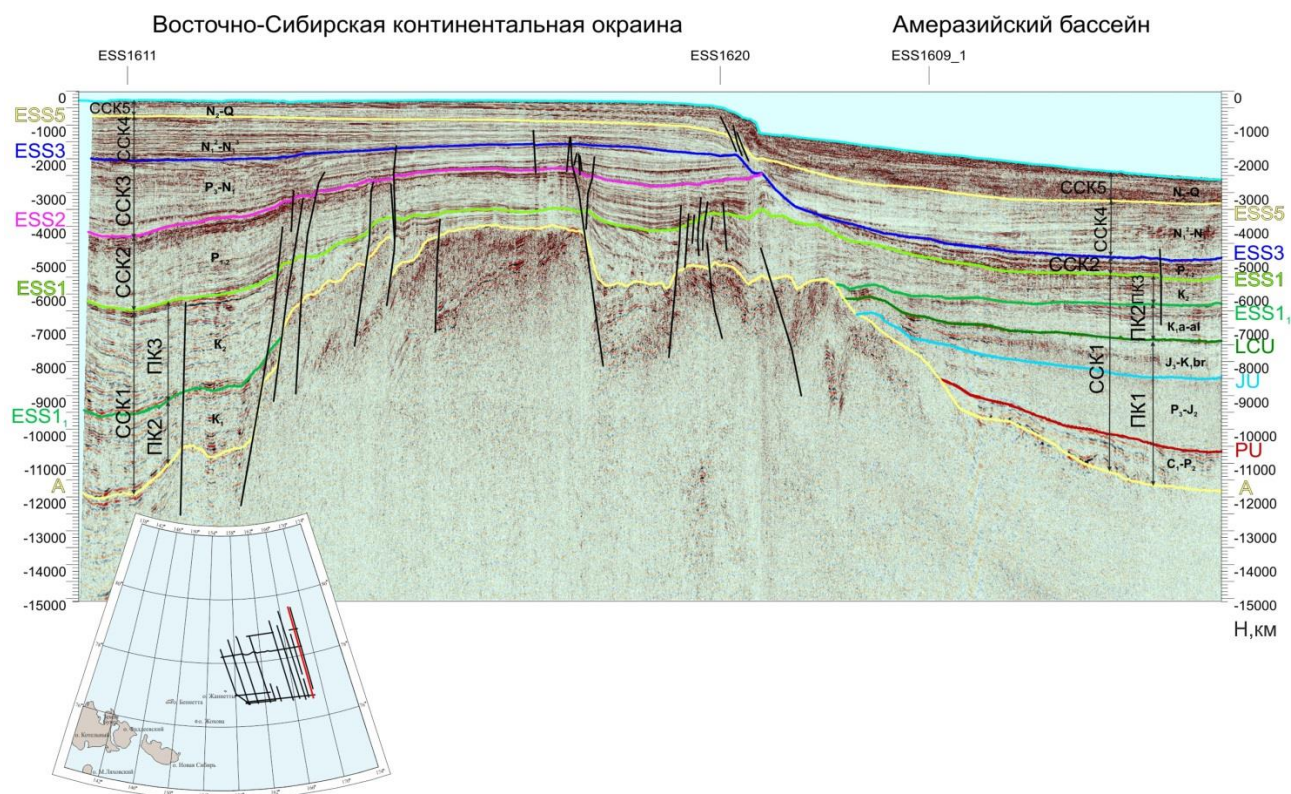


Рис. 1. Основные отражающие горизонты и сейсмические комплексы осадочного чехла Восточно-Сибирской континентальной окраины в разрезе профиля ESS 1601 (фондовые материалы, ОАО «МАГЭ»)

Поднятие Де-Лонга представляет собой древний континентальный блок. На основании изучения магматических комплексов островов Новосибирского архипелага Е.А. Кораго с соавторами считают, что блок Де-Лонга, вероятнее всего, относится к пассивной континентальной окраине байкалид (?) и реликтам островных дуг допалеозойского либо раннекаледонского возраста [Кораго и др., 2018]. Палеозойские комплексы «складчатого основания», залегающие под меловым–кайнозойским плитным чехлом, в различной степени дислоцированы в позднеиммерийскую эпоху складчатости, и увенчаны платобазальтами апт-альбского возраста. Последние распространяются к северу в сторону котловины Подводников. Они залегают в подошве синокеанического комплекса и на сейсмических профилях прослеживаются в качестве «акустического фундамента».

Восточно-Сибирская рифтовая система срезает южный склон поднятия Де-Лонга, отдельными апофизами вклиниваясь в тело поднятия. В пределах изученной площади выделена серия грабенов субмеридионального простирания – ответвлений Новосибирско-Северо-Чукотского мегапрогиба, разделенных горстами. В сводах горстов в волновом поле зарегистрированы многочисленные аномалии сейсмической записи типа «яркое пятно», приуроченные к разрывным нарушениям. В пределах Восточно-Сибирской рифтовой системы выявлено два крупных локальных поднятия, которым даны собственные названия – Цветаевой и Витте. В волновом поле этих поднятий так же отмечены «яркие пятна».

Демидовская седловина отделяет прогиб Вилькицкого от котловины Подводников и служит связующим звеном между поднятиями Де-Лонга и Менделеева. В своде седловины зарегистрированы аномалии сейсмической записи «яркое пятно» протяженностью 30 км (рис. 3).

Прогиб Вилькицкого рассекает континентальную окраину, соединяя Новосибирско-Северо-Чукотский мегапрогиб с котловиной Подводников. Он сопряжен с юго-восточным склоном поднятия Де-Лонга и Восточно-Сибирской рифтовой системой. Перепад глубины фундамента в пределах его борта составляет от 6,0 до 11,0 км. Осадочный чехол в области контакта прогиба Вилькицкого с Восточно-Сибирской рифтовой системой насыщен «яркими пятнами» – косвенными признаками УВ, приуроченными к разломным зонам, что позволяет предполагать развитие в осадочном чехле вдоль его борта перспективных на поиски УВ неструктурных ловушек.

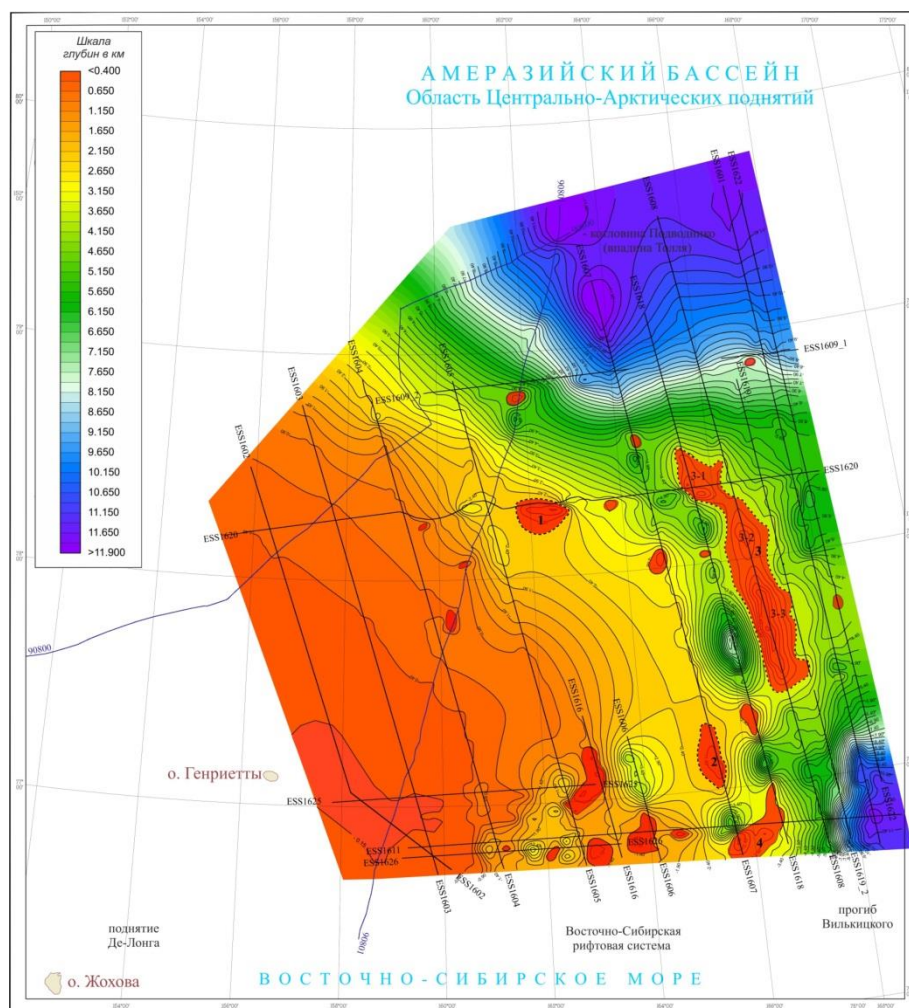


Рис. 2. Структурная карта по отражающему горизонту А (поверхность складчатого основания – подошва плитного осадочного чехла) в изученном районе Восточно-Сибирской континентальной окраины (фондовые материалы ОАО «МАГЭ»): Цифрами обозначены крупные структуры: 1 – поднятие Ахматовой, 2 – поднятие Цветаевой, 3 – вал Романовых: 3-1 – Александровское поднятие, 3-2 – Николаевское поднятие, 3-3 – Алексеевское поднятие; 4 – поднятие Витте

Ломоносовско-Менделеевская флексурно-разломная зона разграничивает блоки континентальной окраины на шельфовую и глубоководную части, формируя область сочленения поднятия Де-Лонга с котловиной Подводников.

Котловина Подводников представлена частью юго-западного борта. Глубина залегания фундамента составляет 4,9–11,0 км. Как уже указывалось ранее, осадочный чехол в котловине наращивается снизу нижнемеловыми (апт – альбскими) и палеозойскими (?) отложениями.

Новые геолого-геофизические данные, полученные в последнее десятилетие в Ледовитом океане (СЛО) совместно с приведенными выше материалами позволяют рассматривать окраинно-шельфовые структуры Восточно-Сибирского моря (Восточно-Сибирской рифтовой системы, поднятия Де-Лонга и прогиба Вилькицкого) и структуры Амурского бассейна (котловину Подводников) как единый ансамбль континентальных геологических структур, сформировавшийся под воздействием синокеанических структурно-вещественных преобразований континентальной коры.

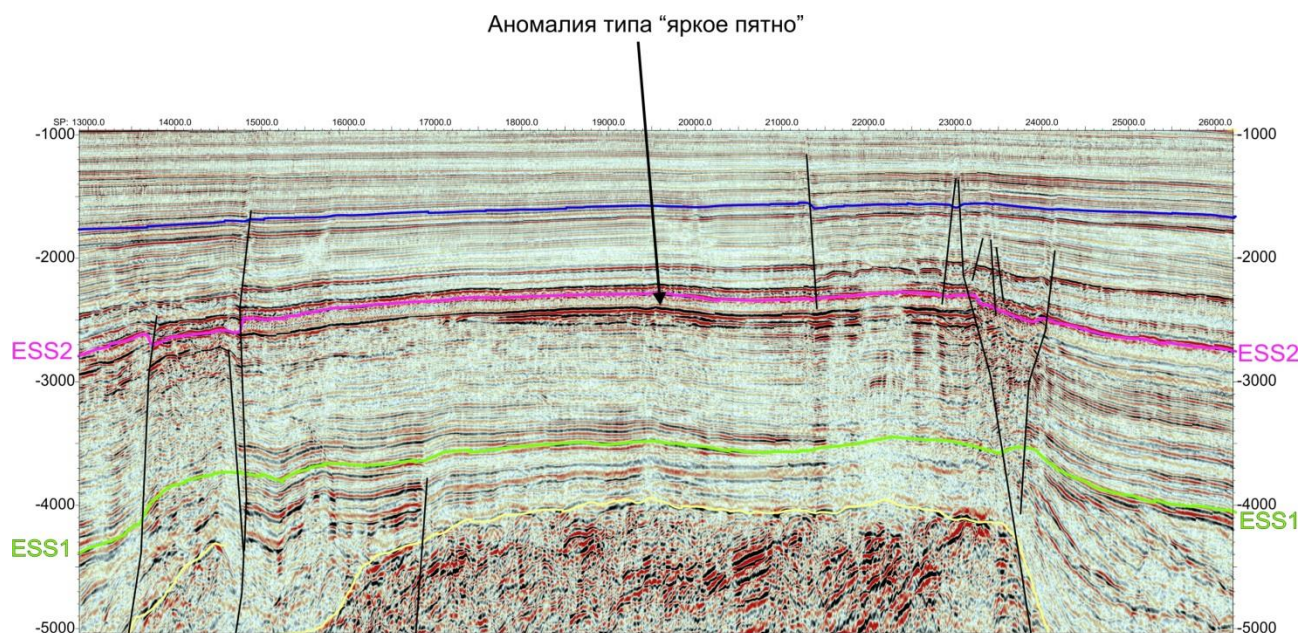


Рис. 3. Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю ESS 1601, отражающий характерные признаки вероятного наличия газовой залежи (фондовые материалы, ОАО «МАГЭ»). Расположение профиля показано на рис. 1

Выявленные объекты возможного накопления углеводородов закономерно располагаются на разломно-флексурных блоках и террасированных склонах, приурочены к разрывным нарушениям и флексурным перегибам (рис. 2). Основные перспективы нефтегазоносности, по-видимому, связаны с зонами выклинивания комплексов и развития дельтовых и склоновых фаций, где возможно формирование неструктурных стратиграфических и литологических ловушек УВ. В восточной части площади локализован вал Романовых размерами 130×30 км, на котором оконтурено три достаточно крупных структуры Александровское, Николаевское и Алексеевское.

Заключение. В результате проведенных на Восточно-Сибирской континентальной окраине комплексных геофизических исследований существенно уточнены контуры главных тектонических элементов, выявлены основные черты строения бассейнового осадочного чехла, установлена его мощность, прослежены зоны выклинивания отдельных комплексов. Выявлено более 20-ти локальных антиклинальных поднятий, в том числе крупная валообразная структура площадью более 1000 км² с косвенными признаками наличия залежей углеводородов. С зонами выклинивания отложений и развития дельтовых и склоновых фаций может быть связано формирование неантиклинальных – стратиграфических и литологических ловушек УВ. Все это дает основание для положительной оценки перспектив нефтегазоносности окраинно-шельфового седиментационного бассейна Восточно-Сибирского моря.

Литература

1. Геология и полезные ископаемые России. Т.5. Арктические и дальневосточные моря. Кн. 1. Арктические моря. / Под ред. И.С. Грамберга, В.Л. Иванова, Ю.Е. Погребницкого. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. 468 с.
2. Казанин Г.С., Барабанова Ю.Б., Кириллова-Покровская Т.А., Черников С.Ф., Павлов С.П., Иванов Г.И. Континентальная окраина Восточно-Сибирского моря: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности // Разведка и охрана недр, 2017, № 10. С. 51–55.
3. Кораго Е.А., Столбов Н.М., Соболев Н.Н., Шманык А.В. Магматические комплексы островов восточного сектора Российской Арктики // 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане. Сб. науч. трудов / под ред. В.Д. Каминского, Г.П. Аветисова, В.Л. Иванова. СПб.: ВНИИОкеангеология, 2018. С. 101–127.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ГРП И НАУЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

А.М. Карнаухов, О.М. Прищепа

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт, (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург

В современных экономических условиях, падении цен на нефть и истощении зрелых традиционных источников УВС рентабельность добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти снижается и разработка новых месторождений становится проблематичной.

В решении данной проблемы возрастает роль ГРП, обеспечивающих более точный поиск месторождений, особенно, крупных и подтверждение наличия в них больших запасов УВС, а также определяющих экономику в целом этих месторождений. Эффективность решения отмеченных задач будет определяться, в первую очередь, применением новых технологий на всех стадиях ГРП, в том числе цифровизацией основных бизнес-процессов ГРП и научной деятельности, актуальность и значимость которых в будущем будет только возрастать, т.к. нефтегазовая отрасль приносит и в ближайшей перспективе будет приносить в бюджет страны до 30 % доходов (1).

Основные геолого-технологические вызовы современной геологоразведки и нефтегазовой геологии можно сформулировать следующим образом (рис. 1):



Рис. 1. Основные геологические вызовы

Цифровизация бизнес-процессов ГРП – это не только переход с аналоговой формы информации на цифровую, тем более, что в геологоразведочных процессах, начиная с полевого этапа, уже используются автоматизированные способы получения геологической информации, в том числе в цифровом виде. Поэтому в данном случае цифровизация предполагает программно-целевое инновационное научно обоснованное совершенствование техники, применяемых технологий, организационных структур, организации производственных и сервисных работ, а также эффективных управленческих решений на основе перспективных цифровых технологий (2): большие данные; нейротехнологии и искусственный интеллект; системы распределенного реестра; квантовые технологии; новые производственные технологии; промышленный интернет; компоненты робототехники и сенсорики; технологии беспроводной связи; технологии виртуальной и дополненной реальности.

В целях эффективной цифровизации ГРП и научной деятельности в современных условиях с учетом прогноза научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года предлагается в АО «Росгеология» в качестве одного из проектов сформировать и развивать платформу

«Цифровая геологоразведка», на базе основных «сквозных» технологий цифровизации: большие данные, искусственный интеллект, роботизация и др. (рис. 2).



Рис. 2. Структурная схема платформы «Цифровая геологоразведка»

Глубокой трансформации основных бизнес-процессов, влияющих на эффективность ГРП, можно достичь при внедрении следующих инновационных технологий:

- Применение новых методов зондирования (лидары);
- Применение новых методов обработки информации и визуализации результатов (on-line);
- Внедрение системы поддержки принятия решений с элементами искусственного интеллекта;
- Внедрение элементов искусственного интеллекта в процессы геолого-геофизического моделирования, интерпретации первичных данных и принятия решений;
- Внедрение интеллектуального бурения поисковых и разведочных скважин;
- Внедрение робототехники в процессы геологоразведки;
- Внедрение базы знаний с искусственным интеллектом;
- Внедрение технологий больших данных для интерпретации геолого-геофизических данных.

На сегодняшний день для повышения уровня цифровизации исследовательской деятельности в ГРП целесообразно активизировать и развивать в первую очередь следующие платформы:

- ИТ технологии в инноватике исследований (Big Data, искусственный интеллект (ИИ) и IoT технологии);
- Автоматизацию организации исследований.

Одной из важнейших и актуальных задач для получения важной информации за счет повторной обработки сейсморазведочных данных прошлых лет и применения более совершенных вычислительных устройств является анализ и переобработка больших массивов данных.

С применением искусственного интеллекта и IoT технологий в ИД ГРП могут быть созданы следующие системы (рис. 3).



Рис. 3. Интеллектуальные системы в ИД ГРП на базе технологий ИИ и IoT

Автоматизацию организационно-технических бизнес-процессов повседневной исследовательской деятельности в ГРП наиболее целесообразно реализовывать на базе корпоративной информационной системы организации, включающей блоки, приведенные на (рис. 4).



Рис. 4. Структура корпоративной информационной системы ВНИГРИ

Основной эффект от внедрения информационных технологий в нефтегазовой отрасли проявляется в снижении потерь и себестоимости продукции, в оперативности принятия управленческих решений и росте производительности труда специалистов.

При успешном внедрении предлагаемых инновационных технологий цифровая геологоразведка позволит достичь следующих результатов:

- рост оперативности и эффективности принятия решений в процессах ГРП на 30–50 %;
- рост геологической изученности территорий и акваторий, а также достоверности результатов на 10–30 %;
- возможность геолого-геофизического моделирования и построения разрезов с комплексным анализом в режиме реального времени;
- сокращение в разы затрат на проведение геологоразведочных работ и их сроков;
- эффективная организация работ, исключая возникновение экологических проблем при проведении геологоразведочных работ.

Литература

1. Конторович А.Э. Вызовы нефтегазового комплекса России на первую половину 21 века и задачи геологоразведки. – Нефтегаз, 2018. № 3. С. 8-9.
2. Цифровая экономика Российской Федерации. Распоряжение правительства РФ от 28.07.2017 г. № 1632-р.

ВНИГРИ И СОВРЕМЕННАЯ КОНЦЕПЦИЯ ТРЕХСЛОЙНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА

И.В. Колоколова, И.Н. Коновалова, М. Н. Попова, А.М. Хитров
ИПНГ РАН, Москва

Исследования флюидоупоров нефти и газа с позиций трехслойного строения природных резервуаров были начаты Б.В. Филипповым во ВНИГРИ еще в 1960-х годах. Важнейшей публикацией тех лет на эту тему является его книга «Типы природных резервуаров нефти и газа», изданная в Ленинградском отделении издательства «Недра» в 1967 году. Б.В. Филипповым впервые было использовано понятие «промежуточный комплекс» - комплекс пород, не обладающих свойствами удерживать (экранировать) залежи нефти и газа, но в тоже время не являющихся и коллекторами. К сожалению, как часто и бывает в науке, эта идея была воспринята неоднозначно.

В редакционной статье, предваряющей монографию, говорится, что все многообразие природных резервуаров автором сведено к частному случаю – к структурным ловушкам с единым водонефтяным контактом, рассматриваются по существу лишь массивные залежи, и предлагаемая классификация (природных резервуаров) не может претендовать на полноту и универсальность. Но редактор хотя бы признает при этом «... новизна и важность затрагиваемых в книге вопросов, несомненно, привлекут к ней внимание широкого круга геолого-нефтяников, в среде которых в последнее время сильно возрос интерес к проблемам качества покрышек и строения резервуаров нефти и газа в целом».

Понимание, что эта идея в газонефтяной геологии существенно дополняет и изменяет антиклинальную теорию, по сути отсутствует в массовом общественном геологическом сознании и сегодня, спустя полвека. Как в отечественной, так и в западной науке (публикациях) периодически упоминается о породах, которые не являются ни коллекторами, и ни покрышками, но полновесного реального развития идея Б.В. Филиппова до сих пор не получила, несмотря на то, что некоторые исследовательские группы все-таки достигали положительных результатов.

В 1970 - 1980-годах это направление исследований развивалось в основном благодаря работам В.Д. Ильина во ВНИГРИ. Эти идеи были доведены в 1980-х годах до уровня отраслевых методических рекомендаций, выдержавших три издания, и утвержденных заинтересованными министерствами в 1982, 1986 и 2002 годах. В этих работах использовалась другая терминология (истинные и ложные покрышки, критическое направление миграции), постулировалась заполненность любых ловушек под гидрозамок (критическую седловину). Главным практическим достижением проделанной работы было то, что удавалось выделить заведомо бесперспективные объекты и избежать тем самым бурения пустых поисковых скважин.

При изучении природных резервуаров Тимано-Печорской провинции современные авторы – сотрудники ВНИГРИ и ТП НИЦ РК (В.И. Богацкий, Б.П. Богданов, Н.И. Никонов, Е.Л. Теплов и др.) используют термин «рассеивающие толщи», обозначая тем самым принцип выделения пород, промежуточных по своим физическим свойствам между коллекторами и флюидоупорами.

К сожалению, нам известны лишь единичные случаи практического использования идей Б.В. Филиппова и В.Д. Ильина как в науке (опубликованные работы), так и в практике (фондовые отчеты). Почти все примеры практического применения теории трехслойных природных резервуаров для построения карт эффективных нефтенасыщенных толщин в нашей стране были связаны с работами авторов этих отраслевых методических рекомендаций.

За рубежом это направление в 1980-2019 годах носило характер качественных оценок надежности флюидоупоров. До сих пор в практике западных компаний риски наличия покрышек оцениваются с помощью вероятностно-статистических литологических таблиц.

Лучшими покрышками признаются толщи солей и глин большой мощности, в случаях появления в таких толщах пластов другой литологии такие покрышки считаются менее надежными.

В 2003-2019 гг. группе сотрудников ИПНГ РАН удалось получить принципиально новые, научно и практически значимые результаты в области выделения и картирования флюидоупоров залежей углеводородов по материалам геофизических исследований скважин и сейсморазведки.

Были получены доказательства трехслойного строения природных резервуаров на основе применения теории вероятностей, подтверждена гипотеза о существовании тонких, порядка единиц метров, флюидоупоров нефти и газа, что позволяет перейти к прогнозу новых, не выделявшихся ранее природных резервуаров под тонкими зональными и локальными высококачественными флюидоупорами.

Создана методология выделения и картирования флюидоупоров по данным геофизических методов, разработаны методы оценки ресурсов и запасов углеводородов в наилучших коллекторах под каждым из вновь выделяемых флюидоупоров, что позволяет выполнять численные оценки рисков ведения геологоразведочных работ на прогнозируемые залежи.

Все эти результаты не имеют аналогов в мировой и отечественной практике.

Еще раз отметим, что отправной точкой этих многолетних исследований была работа сотрудника ВНИГРИ Б.В. Филиппова 1967 года, до сих пор еще не оцененная по достоинству научным сообществом, несмотря на ее уже полувековой возраст.

Следует ожидать, что его идея о существовании пород, не являющихся ни коллекторами, ни покрышками, принесет еще немало сюрпризов в науке и практике.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ АНИЗОТРОПНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А.Н. Кузьмичев, К.М. Ковалёв, М.В. Колесников, С.Х. Куреленков

1. АО «ВНИИнефть», Москва
2. ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО», Москва

Введение

Проблемы извлечения углеводородного сырья зачастую связаны со сложным строением пластов-коллекторов, которые, как правило, проявляют анизотропию фильтрационных свойств. В особенности, серьезные вызовы для разработки представляют карбонатные коллекторы с крайне неоднородной системой пустотного пространства, включающего поры, трещины и каверны [2, 3]. Для таких пород стандартные подходы к определению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) являются неэффективными в силу того, что они не учитывают анизотропию свойств пластов, а именно, различие свойств по направлениям. Однако если вертикальное направление давно выделяется как отдельное при проведении исследований на кернах, то изменения свойств пласта в латеральной плоскости (плоскости напластования) определяется и используется при моделировании разработки месторождения достаточно редко.

В связи с тем, что основным источником сведений о строении пласта и его свойствах является керновый материал, извлекаемый при бурении скважин, учет анизотропии при исследовании фильтрационных течений представляет, как практический (получение ФЕС с учетом анизотропии), так и научный интерес.

Методика проведения исследований и результаты

В настоящей работе представлены исследования по определению абсолютной проницаемости и остаточной водонасыщенности для двух карбонатных месторождений, а также проведено сравнение данных, полученных при стандартном исследовании керна, и по методике, учитывающей анизотропию [1, 5].

При стандартном исследовании ФЕС определяются значения абсолютной проницаемости, остаточной водонасыщенности для двух направлений: параллельно и перпендикулярно напластованию. В случае, когда необходимо определить свойства коллектора с учетом анизотропии, требуется предварительно определить тип анизотропии породы и выделить главные направления тензора коэффициентов абсолютной проницаемости. Одним из возможных способов выделения главных направлений и определения типа анизотропии является изучение упругих свойств керна посредством ультразвуковых исследований (т.е. определения скоростей прохождения ультразвуковых волн УЗВ через керн), позволяющих получить указательную поверхность для скоростей прохождения УЗВ в керне без разрушения керна.

Таким образом, в данной работе лабораторные исследования керна по определению абсолютной проницаемости с учетом анизотропии для карбонатных коллекторов проводились по следующей схеме [4]:

1. Разметка полноразмерного керна.
2. Определение главных направлений для тензора абсолютной проницаемости по указательной поверхности скоростей прохождения УЗВ в керне.
3. Изготовление образцов керна по выделенным главным направлениям (размер керна 2,54 x 5 см).
4. Проведение исследований по определению абсолютной проницаемости и остаточной водонасыщенности методом центрифугирования на направленных кернах.

Коротко схема проведения лабораторных исследований представлена на (рис. 1).

Для проведения лабораторных исследований был выбран керн двух карбонатных месторождений (№ 1 и № 2), для которых по стандартной методике было подготовлено и исследовано (определены пористость методом жидкостенасыщения и абсолютная проницаемость по газу) около 300 и 400 образцов керна размером 2,54 x 5 см соответственно. Также подготовлено по представленной на (рис. 1) схеме и исследовано (определены пористость методом жидкостенасыщения и абсолютная проницаемость по газу) 20 направленных образцов керна для месторождения № 1 и 25 образцов керна для месторождения № 2.

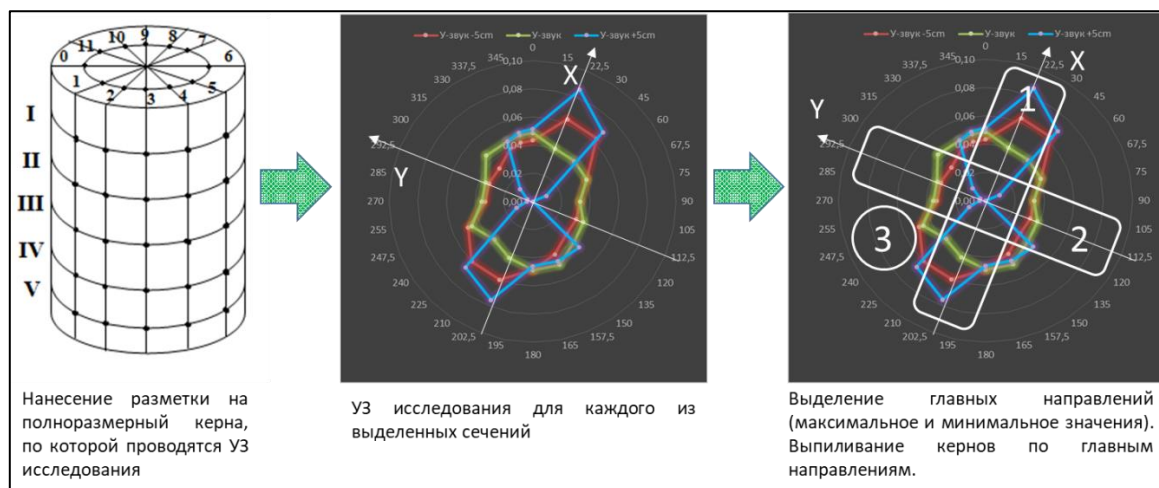


Рис. 1. Схема проведения лабораторных исследований для определения анизотропных ФЕС

По полученным данным в результате проведенных исследований абсолютной проницаемости построены зависимости «газопроницаемость – пористость» для каждого из выбранных месторождений (рис. 2).

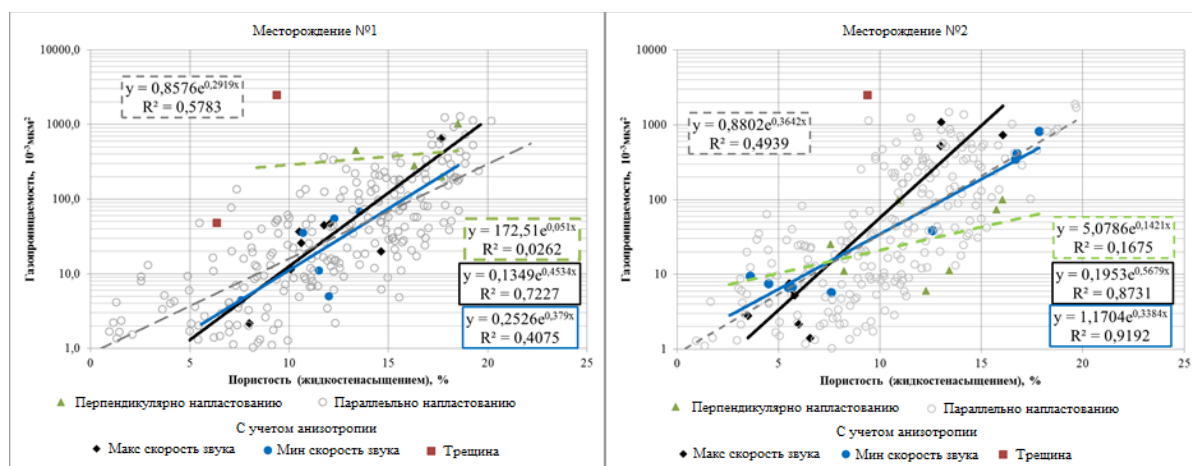


Рис. 2. Зависимости «газопроницаемость – пористость» для карбонатных месторождений № 1 (слева) и № 2 (справа)

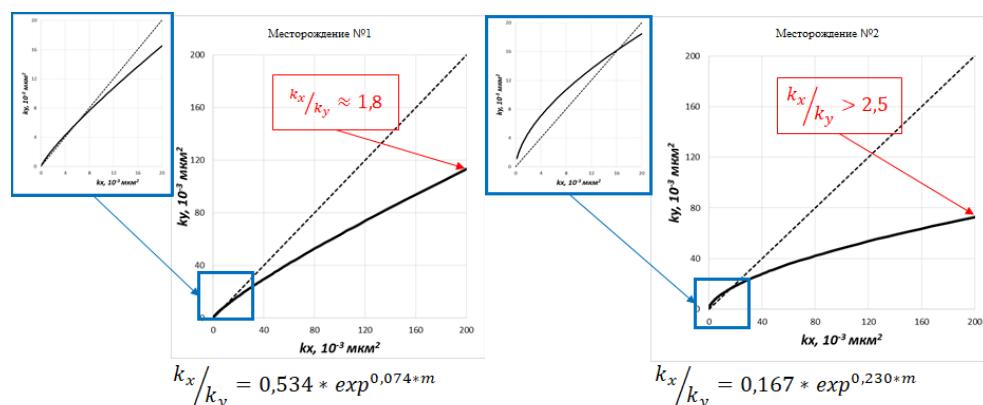


Рис. 3. Определение степени анизотропии для месторождений № 1 (слева) и № 2 (справа)

Как видно из рисунка 2, главные оси для абсолютной проницаемости соответствуют направлениям, выбранным на основе УЗ исследований, т.е. направлению с максимальной скоростью звука соответствует направление с максимальной проницаемостью. Также необходимо отметить разные зависимости проницаемости для каждого из трех главных направлений. Для определения степени анизотропии построены графики сравнения «газопроницаемость по X – газопроницаемость по

оси Y » (рис. 3), где X – направление с максимальным значением проницаемости (скоростью звука), а Y – направлением с минимальным значением проницаемости (скорости звука).

Выявлена значительная разница в 1,8 раза для месторождения № 1 и в 2,5 раза для месторождения № 2 между зависимостями проницаемости для максимального направления k_x и минимального направления k_y .

Также в работе на подготовленных кернах были проведены исследования по определению остаточной воды и построены зависимости «остаточная вода – пористость». Результаты исследований представлены на (рис. 4).

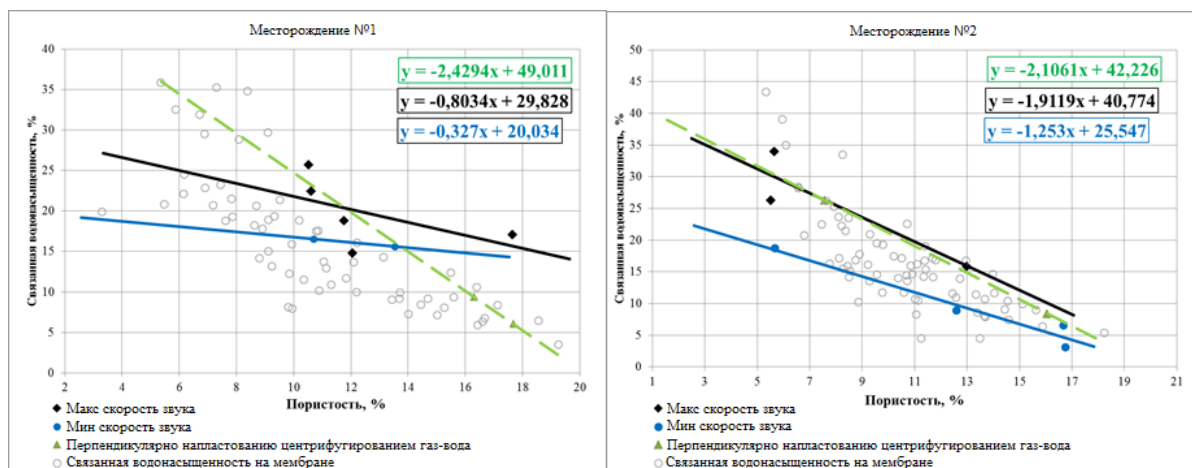


Рис. 4. Зависимость «остаточная водонасыщенность – пористость» для месторождений №1 (слева) и №2 (справа)

Согласно графикам, представленным на рисунке 4, для каждого из главных направлений выявлена своя зависимость «остаточная водонасыщенность – пористость», что также характеризует высокую степень анизотропии в 1,5-2 раза для выбранных месторождений. К тому же, максимальному и минимальному направлениям скоростей УЗВ (проницаемостей) соответствуют максимальные и минимальные значения связанной воды соответственно.

Необходимо отметить, что все исследования были проведены из предположения, что главные направления для тензора абсолютной проницаемости соотносятся с направлениями максимума и минимума скорости прохождения УЗВ в керне. В данной работе экспериментальные исследования подтвердили данное предположение для выбранных карбонатных месторождений, однако оно не обязательно будет выполняться для других месторождений в силу того, что строгой зависимости между тензорами, описывающими ФЕС, и упругие свойства пласта нет. Поэтому в каждом отдельном случае требуется подтверждать правильность выбранных главных направлений посредством подготовки контрольных образцов – в данном исследовании такими контрольными образцами служили исследования, проведенные по стандартной схеме.

Закключение

В результате проведенных исследований показано, что для выбранных карбонатных месторождений наблюдается ярко выраженная анизотропия с показателем анизотропии до 2 и более. Высокая степень анизотропии может значительно влиять на различные параметры разработки, а значит появляется необходимость ее учета.

Для определения зависимости «абсолютная проницаемость – пористость» нет необходимости в очень большой статистике по «рутинным» исследованиям за счет выделения главных направлений. Кроме того, результаты исследований позволяют существенно снизить неопределенность в установлении зависимости проницаемости от пористости.

Специальные исследования, определяющие критически важные параметры, такие как капиллярные кривые, относительные фазовые проницаемости, коэффициенты вытеснения и др., также необходимо проводить на подготовленных ориентированных кернах с определением зависимостей по выделенным направлениям.

Литература

1. Дмитриев М.Н., Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Мамедов М.Т. Тензорные характеристики фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред. Теория и эксперимент // Изв. РАН. МЖГ. № 2. 2012. 57-63

2. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М.* Модели фильтрации флюидов в анизотропных трещиновато-пористых средах // ДАН. 2007. Т. 416. №3. С. 338-340
3. *Дмитриев Н.М., Нуриев А.М.* Представление тензора коэффициентов проницаемости для анизотропных трещиноватых коллекторов // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. № 3 (280). 2015. С. 31-38
4. *Кузьмичев А.Н.* Методика и результаты комплексных лабораторных исследований анизотропных фильтрационно-емкостных свойств анизотропных коллекторов // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2013. № 3(272). С. 44-51.
5. *Максимов В.М., Дмитриев Н.М., А.Н. Кузьмичев.* Тензорное представление капиллярной модели пористой среды (Теория и эксперимент) // Георесурсы. 2016. Т.18.№ 3. Ч.1. С. 166-170.

РЕСУРСНАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РЕСПУБЛИКИ КОМИ: ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

А.В. Куранов, М.С. Желудова, Н.А. Зегер

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», Ухта

Республика Коми (РК), расположенная на северо-западе России, охватывает значительную часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП, ТП НГП).

Республика является одним из значимых в нефтегазовом отношении регионов России с хорошо развитой нефтегазодобывающей отраслью, минерально-сырьевая база РК достаточно велика для стабильного развития в обозримом будущем.

Ресурсная база углеводородного сырья (УВС) ТПП в настоящее время оценивается в 9,4 млрд. тонн условного топлива (т у. т.) [7], из которых на нефть приходится 5,6 млрд. т (почти 60 %), на свободный газ 3,2 трлн. м³ (34 %), остальное – растворенный газ и конденсат. Доля Республики Коми, согласно официальной оценке, проведенной по состоянию на 01.01.2009 г., составляет более половины (50,9 %) всей величины углеводородного потенциала ТПП, в Ненецком автономном округе (НАО) сосредоточено 46,6 %, в Пермском крае 2,5 % [3].

В истории освоения ресурсной базы УВС Республики Коми и ТПП в целом выделяется несколько этапов геологоразведочных работ, различные взгляды на этапность освоения ТПП изложены в тематических отчетах В.П. Потолицына (1984 г.) и Ю.А. Панкратова (1995 г.), а также опубликованных работах Ю.А. Спиридонова [9], Е.Л. Теплова [10], В.Ф. Толкачева [11].

Первый этап освоения ТП НГП охватывает весьма продолжительный отрезок времени: с XVIII века до двадцатых годов XX века. Первым исследователем провинции был мезенский рудоискатель Григорий Черепанов, которому по велению Берг-Коллегии в 1721 г. было поручено доставить в Санкт-Петербург и Москву образцы нефти с р. Ухта. Архангельский рудоискатель Федор Прядунов в 1745 г. первым в России организовал нефтяной промысел, а первая нефтеперегонная фабрика была построена только в 1760 г. яренским купцом М. Баженовым, который открыл дополнительный промысел на р. Чуть. Этими первопроходцами с речной поверхности и из прибрежных ям было собрано 3,6 т нефти.

Первая геолого-географическая экспедиция в Печорский край пришла в 1843 г. под руководством А. Кейзерлинга и П. Крузенштерна. М. Сидоров возобновил нефтяной промысел на р. Ухте в 1868 г., пробуравив скважину глубиной 52,9 м. За все время существования его промысла было добыто 32 тонны нефти. В результате экспедиции Ф.Г. Чернышева (1889-90 гг.) были изданы геологическая карта и отчет Тиманской экспедиции, в котором был составлен точный геологический разрез Ухтинского района, на основании которого некоторые геологи пришли к выводу, что представления о его подземных богатствах являются сильно преувеличенными. Позднее, по результатам работ А.А. Чернова в начале XX века, на р. Ухте вновь был восстановлен нефтяной промысел. Всего же с XVIII века до 1929 года в Ухтинском районе было добыто несколько сотен тонн нефти из терригенных поддоманиковых отложений (среднедевонско-франский НГК).

Второй этап – этап планомерного геологического изучения и промышленной добычи нефти – начался 90 лет назад, в 1929 г., когда на р. Ухта прибыла крупная комплексная геологоразведочная экспедиция. В этот период были развернуты работы на Ухтинской складке и Печорской гряде, а основным поисковым комплексом являлся терригенный среднедевонско-франский. Это направление поисковых работ базировалось на имеющейся на тот момент информации о нефтегазопоявлениях и результатах поискового бурения на реках Ухта и Чуть, которые проводились до 1917 года (казна Российской Империи, «Русское товарищество «Нефть», а также другие компании).

Активные поисковые работы экспедиции уже в 1930 г. привели к открытию Чибьюского нефтяного месторождения (первая девонская нефть России), а в 1932 г. было открыто уникальное Ярегское месторождение тяжелой нефти в поддоманиковых (среднедевонских и нижнефранских) кварцевых песчаниках. Через 5 лет после открытия на Ярегском месторождении была заложена первая в стране нефтяная шахта.

Важным моментом можно считать открытие в 1934 году Югидского нефтяного месторождения (Печоро-Кожвинский мегавал) с несколькими залежами в терригенных отложениях визейского яруса нижнего карбона («свита точильного камня»), однако из-за удаленности от базы (пос. Чибью, ныне г. Ухта) и неясных перспектив это направление работ не получило развития. Буквально через год в 50 км

к юго-востоку от Ярегского месторождения было открыто Седьельское газовое месторождения – также в поддоманиковых терригенных отложениях.

Позднее был открыт еще целый ряд небольших месторождений – газовые Нямедьское, Кушкоджское, Северо-Седьельское, нефтегазовые Войвожское, Верхнеомринское.

Второй этап освоения потенциала провинции закончился к концу 1950-х годов, когда в течение семи лет после 1951 г. не было открыто ни одного месторождения, и геологам стало ясно, что южное направление работ и ориентация при поисках на поддоманиковый терригенный комплекс себя исчерпали. Однако данный период сыграл большую роль в становлении нефтяной и газовой промышленности в регионе, к его концу было добыто из недр 7,2 млн. т нефти и 12,2 млрд. м³ газа [10].

Третий этап – этап комплексных геологоразведочных работ на нефть и газ – начался в 1959 г. Начало этапа принято связывать с открытием в 1959 г. первого в провинции крупного Западно-Тэбукского месторождения легкой нефти, где были установлены промышленные залежи нефти как в среднедевонско-нижнефранских терригенных, так и в фаменских карбонатных отложениях.

Месторождение находится в 60 км восточнее г. Ухта, и его открытие стало следствием значительной работы геологов по преодолению инерции мышления руководства треста «Войвожнефтегазразведка» (основного производителя работ), которое, будучи связанное планом по добыче, весьма неохотно выходило геологоразведочными работами на новые площади. Объем глубокого бурения на нефть и газ составлял в 1958 г. 75,5 тыс. пог. м [10] и был сконцентрирован, преимущественно, на уже открытых месторождениях. В начале 1959 г. были определены направления ГРП, связанные с Печоро-Кожвинским мегавалом (Терехевейское поднятие), Печорской депрессией, Колвинским мегавалом (Усинский район), Верхнепечорской впадиной (восточнее Джебольского месторождения), Малоземельско-Колгуевской моноклиналию (Нарьян-Марский район), северо-восточным склоном Тимана и юго-западным Притиманьем.

Такой широкий разброс возможных направлений поиска свидетельствует о том, что на тот момент у геологов не существовало однозначного мнения о наиболее перспективных направлениях поисков. Однако, после открытия в августе 1959 г. Западно-Тэбукского месторождения произошли значительные организационные перестройки в структуре геологоразведочных организаций, что позволило более успешно координировать геологоразведочный процесс. Крупным успехом явилось получение притоков нефти из отложений фамена и пермокарбона в опорной скважине № 1, пробуренной в Большеземельской тундре в устье реки Колва (Колвинский мегавал, в будущем – Усинское месторождение). Местоположение этой скважины было предложено Г.А. Черновым в 1953 г., однако бурение пришлось отложить на 6 лет. Причиной тому послужили не столько косность мышления руководства геологоразведкой региона, сколько значительная удаленность этой территории от инфраструктуры: завоз оборудования и персонала производился по крупным водным артериям.

В 1963 г. была поставлена на Госбаланс пермокарбонная залежь Усинского месторождения, запасы нефти которой составляют 187,1 млн. т. Накопленная добыча по этой залежи к настоящему моменту составила более 70 млн. т. Всего же за пятилетку 1961-1965 гг. было пробурено 575,2 тыс. поисково-разведочных и опорных скважин, рост объемов по сравнению с предыдущей пятилеткой составил 70 %.

Следует отметить, что бурение опорной скважины 1-Нарьян-Марская глубиной 3722 м (Нарьян-Марское направление) не принесло положительных результатов, и это направление на долгие годы было признано малоперспективным.

В 1959-1963 гг. во ВНИГРИ (г. Ленинград) были проведены исследования, позволившие значительно расширить в стратиграфическом отношении перспективы нефтегазоносности ТПП: перспективными были признаны не только девонские, но и каменноугольные, пермские и даже мезозойские (на севере провинции) отложения. В эти же годы были выявлены небольшие по запасам газовые месторождения – Курьинское, Печорогородское, Печорокожвинское, но проблема с приростом запасов газа решена не была. Однако уже в 1966 г. были получены мощные притоки газа на Вуктыльской складке и открыто уникальное Вуктыльское газоконденсатное месторождение с запасами около 0,45 трлн. м³, позволившее в короткие сроки сформировать новый район газодобычи. Вуктыльское месторождение было решено ввести в разработку без проведения разведочных работ и утверждения его запасов в ГКЗ СССР, что само по себе является уникальным прецедентом. Опережающими темпами был построен магистральный газопровод большого диаметра Вуктыль-Ухта-Торжок. Такой успех стал возможным только вследствие огромной работы, проведенной геологами Республики Коми, в частности, Б.Я. Вассерманом, который смог аргументированно доказать необходимость опережающего эксплуатационного бурения на месторождении.

Всего же за пять лет было открыто 15 месторождений, в том числе и крупное Пашнинское нефтяное.

Весьма знаменательным событием стало получение в 1968 г. мощного притока легкой нефти из среднедевонских отложений на Усинском месторождении, что дало возможность по-новому оценить его продуктивность: открытая ранее пермокарбоновая залежь содержит тяжелую ($0,962 \text{ г/см}^3$) высоковязкую, сернистую нефть, а запасы этой залежи относятся к трудноизвлекаемым. Среднедевонская нефть, напротив, легкая по плотности, маловязкая и малосернистая. Это открытие позволило задать новое направление поисковых работ, и значительная часть объемов глубокого бурения, составлявших в то время около 100 тыс. пог. м в год, была сконцентрирована, наряду с Вуктыльским месторождением, также и на территории Колвинского мегавала.

Северное направление также не было оставлено без внимания: кроме Колвинского мегавала, там были сконцентрированы работы на территории Денисовской впадины и Шапкина-Юрьяхинского вала. В конце 1960-х – начале 1970-х гг. были открыты Шапкинское, Южно-Шапкинское, Лаявожское, Ванейвисское, Василковское месторождения. Продуктивность связана с залежами нефти и газа в карбонатах перми-карбона, терригенных отложениях нижней и верхней перми и даже триаса, что подтвердило прогноз, сделанный ленинградскими геологами. Были получены признаки нефтегазоносности на Харьягинской структуре и Ярейюском месторождении.

В 1970-х гг. ежегодный объем поисково-разведочного бурения вырос до 200 тыс. пог. м, а в 1980-х – до 350-400 тыс. пог. м. Были начаты работы в Хорейверской впадине – установлены промышленные залежи нефти на Салюкинском месторождении (карбонаты перми – карбона) и Средемакарихинском месторождении (карбонаты верхнего ордовика, нижнего силура и верхнего карбона). Хорейверская впадина в последующие годы стала одним из основных направлений поисковых работ на нефть и газ в провинции, в ее пределах и в настоящее время почти ежегодно открываются новые нефтяные месторождения. Нижний силур Хорейверской впадины, имеющий сложное литологическое строение и прихотливое распределение коллекторов по разрезу и площади, стал в 1980-е годы настоящим трендом развития отрасли. В пределах впадины в нижнесилурийских отложениях были установлены промышленные залежи на Верхневозейском, Баганском, Южно-Баганском и многих других.

Следует особо отметить открытие крупных и средних месторождений в северо-восточной части Хорейверской впадины – Колвинское, им. Р. Требса, им. А. Титова. Залежи приурочены к карбонатным отложениям нижнего девона, линия стратиграфического срезания которого прослежена вдоль восточного борта Хорейверской впадины.

Начиная с 1965 года, добыча углеводородного сырья поступательно возрастала, достигнув максимального уровня в 1981 г.

Однако уже в 1980-х гг. при планировании геологоразведочных работ на нефть и газ геологи начали сталкиваться с трудностями. Трудности эти были связаны в первую очередь с тем фактом, что наиболее крупные и протяженные тектонические структуры осадочного чехла ТПП (мегавалы, валы, а также крупные, уверенно картирующиеся сейсморазведочными работами поднятия) были уже в целом опосредованы. Оставались малоизученными только удаленные от нефтедобывающих центров территории с неясными перспективами и отсутствием крупных антиклинальных поднятий. Возникла необходимость вовлечения в геологоразведочный процесс небольших по размерам объектов, а также ловушек нетрадиционных типов, имевших сложное строение и трудные горнотехнические условия проведения работ. Все это требовало детального изучения исследуемых объектов глубоким бурением и современных методов оконтуривания структур.

Важным направлением работ стала территория Варандей-Адзвинской структурной зоны (Ненецкий автономный округ), в первую очередь – вал Сорокина. На территории структурной зоны были открыты Варандейское, Торавейское, Лабоганское, Сарембойское и другие нефтяные месторождения, при этом диапазон нефтеносности составил от среднеордовикско-нижнедевонского до триасового НГК. Впоследствии было установлено, что нефти этих месторождений генетически принадлежат нефтематеринским породам осадочного чехла Варандей-Адзвинской зоны, соответственно, перспективы этой территории имеют устойчивые тенденции к увеличению, что и было подтверждено открытием месторождений вала Гамбурцева – Нядейюского, Черпаюского и Хасырейского. Эти месторождения, от которых проложена ветка нефтепровода, ныне находятся в разработке и вносят значительный вклад в объем добычи в НАО.

Продолжались работы в южной части Печоро-Кожвинского мегавала, где были открыты Южно-Кыртаельское и Северо-Кожвинское месторождения с залежами в терригенных отложениях среднего – верхнего девона. Эти месторождения находятся вблизи железной дороги Москва-Воркута, одним из негативных моментов является высокое содержание парафинов в нефти.

Определенный объем работ был сконцентрирован на восточном направлении – в Предуральском краевом прогибе, где были открыты газовые месторождения в карбонатах перми – карбона: Интинское, Кожимское, Романьельское. Это направление, несмотря на его очевидную перспективность, было практически свернуто из-за сложных горно-геологических условий проводки скважин и наличия сероводорода в газе. Лишь в настоящее время газовыми компаниями начаты работы по уточнению строения Интинского и Кожимского месторождений.

Весьма скромный объем работ в этот период был проведен в Коротаихинской впадине и на гряде Чернышева – эти направления в настоящее время считаются одними из приоритетных для будущего прироста запасов УВС. Пока остаются неясными перспективы Вычегодского прогиба, где поисковые работы на нефть периодически проводятся в течение последних 75 лет.

Именно в течение третьего этапа освоения провинции был открыт важнейший поисковый тренд, определивший на многие десятилетия вперед приоритеты поисковых работ в ТПП – это рифогенные отложения верхнего девона, продуктивность которых впервые была установлена на Западно-Тэбукском месторождении. Теоретической основой послужили работы М.М. Грачевского [2], который разработал актуальную и поныне модель развития разнофациальных толщ и протрассировал зоны верхнедевонских барьерных рифов в южной части ТПП. В рифогенных отложениях открыты залежи на многих месторождениях провинции: Харьягинском, Северо-Командиршорском, Аресском, Западно-Аресском, Макарьельском, Низевом, месторождениях Центрально-Хорейверского поднятия и многих других. В течение этого этапа помимо расширения географии открытий новых месторождений, значительно увеличился и стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности разреза осадочного чехла (от ордовикско-силурийско-нижнедевонских до триасовых отложений).

В регионе, помимо ранее сложившегося нефтегазодобывающего района на юге провинции, расширенного за счет ввода в разработку группы нефтяных месторождений Мичаю-Пашнинского вала и Вуктыльского газоконденсатного месторождения, возникли два новых. Северный район нефтедобычи был создан на базе крупных разрабатываемых Усинского, Возейского и Харьягинского месторождений, Центральный нефтегазодобывающий район – на базе Кыртаельского нефтегазового и Западно-Соплесского газоконденсатного месторождений.

Спад добычи УВС начался с 1982 года и был обусловлен высокой степенью выработанности запасов по базовым месторождениям провинции, таким как Вуктыльское, Пашнинское, Западно-Тэбукское, Возейское и др., дефицитом капитальных вложений в добычу трудноизвлекаемых запасов нефти на Ярегском и Усинском месторождениях. В это время не вводились в разработку новые, подготовленные к освоению месторождения. Добыча УВС достигла минимального уровня в 1995 году.

Новый, связанный с рыночной экономикой и изменившейся системой недропользования, четвертый этап в освоении Тимано-Печорской НГП начинается в 1992 г., когда в геологоразведочной и нефтегазодобывающей отраслях России произошел переход от централизованной плановой экономики с доминирующей государственной собственностью к экономике рыночного типа. Это привело к резкому падению масштабных геологических исследований, удорожанию ГРП, потере единого информационного и методического обеспечения.

Начавшиеся изменения централизованной системы государственного финансирования и управления обусловили резкий спад объемов геологоразведочных работ, особенно в период 1993-1995 гг. Объемы бурения на нефть и газ в 1991-1998 гг. сократились по сравнению с предыдущей пятилеткой почти в пять раз, а объемы сейсморазведки – почти в 2,5 раза.

Впервые за многолетний период прирост промышленных запасов нефти и газа в 1993 г. упал ниже критического уровня и даже не компенсировал ее добычу [1].

Рост объемов ГРП (сейсморазведки и глубокого бурения) начался в начале двухтысячных годов, когда в ТПП развернули работы компании-недропользователи. В это время начали расти и объемы добычи нефти. Были возобновлены работы на территории Денисовской впадины, где открыты новые месторождения, такие, как Баяндыское, Восточно-Ламбейшорское, ведутся геологоразведочные работы в Центральном и Южном нефтедобывающих районах Республики Коми.

Были проведены масштабные сейсмические исследования на территории Восточно-Лемвинского нефтегазоносного района (Западно-Уральская НГО), позволившие выявить и подготовить к глубокому бурению ряд перспективных на газ объектов, имеющих сложное геологическое строение и генетически связанные с надвиговыми структурами Урала. Здесь же сейсмическими исследованиями по линии регионального профиля 30-РС закартирован краевой платформенный барьерный риф. В 2017 году учтено Госбалансом РФ первое месторождение в этой сложной зоне – Левогубеюское газовое.

Возобновились работы на гряде Чернышева, где получены притоки нефти в автохтоне взбросо-надвига на Адакской и Воргамусюрской площадях, а также значительно уточнено строение осадочного чехла, открыто Хоседаю-Неруюское нефтяное месторождение с залежами в серпуховских (подсульфатная толща) и верхнефаменских карбонатных отложениях. На территории Косью-Роговской впадины сделано принципиальное открытие – открыто среднее по запасам Нерцетинское нефтяное месторождение с залежами нефти в отложениях нижнего и среднего карбона.

Текущие объемы ГРП достигаются, в основном, за счет разведочных работ, а значительная часть прироста запасов обеспечивается за счет повышения коэффициента нефтеотдачи на разрабатываемых и разведываемых месторождениях, и этот резерв в ближайшие годы будет исчерпан.

К настоящему времени начальные извлекаемые запасы (НИЗ) нефти Республики Коми выработаны на 41 % (добыто более 0,6 млрд. т), в том числе по О₂-D₁ НГК на 30 %, по D₃dm-C₁t и C₁v₂-P₁ НГК – на 33 и 32 %, соответственно. НИЗ свободного газа Республики Коми выработаны уже на 65 % (добыто более 0,4 трлн. м³), в том числе, по базовому C₁v₂-P₁ НГК – более чем на 70 %.

Остаточные ресурсы углеводородного сырья РК составляют 3,6 млрд. т у. т, из них на нефть приходится 54 %, на свободный газ – 37 %, остальное – растворенный газ и конденсат.

Разведанность начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти Республики с учетом запасов категории C₂ составляет около 52 %, свободного газа – 34 %, при этом, несмотря на довольно значительную величину остаточных запасов нефти (880 млн. т) и газа (241 млрд. м³), лишь около трети остаточных запасов относится к категории активных, остальные относятся к трудноизвлекаемым.

В структуре остаточных ресурсов нефти РК преобладают запасы категорий ABC₁+C₂ – 44 %, по свободному газу запасы составляют лишь 18 %. Ресурсы категории D₀, ближайший резерв восполнения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья, составляют по нефти менее 30 % и 15 % по свободному газу. Этого недостаточно для стабильного восполнения ресурсной базы УВС.

На протяжении последних пятнадцати лет в Республике Коми открывается 2-3 (редко – 4) месторождения углеводородов, как правило, все месторождения мелкие или очень мелкие. В первую очередь такие низкие показатели открытий обусловлены крайне незначительными объемами геологоразведочных работ (ГРП) на новых направлениях: ежегодные объемы поисково-оценочного и разведочного бурения за последние годы составляют 20-26 тыс. пог. м. Это, в свою очередь, предопределено как дефицитом крупных и средних объектов, так и политикой нефтяных компаний, проводящих основной объем ГРП на территориях вблизи открытых ранее месторождений. Резервный фонд подготовленных к бурению структур в Республике Коми – 154 объекта, при этом средние ресурсы нефти локальных объектов составляют величину около 1 млн. т, свободного газа – около 2 млрд. м³.

Авторская оценка начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья (НСР УВС) Республики Коми, проведенная в 2019 г. методом сравнительных геологических аналогий (способ удельных плотностей на единицу площади), показала, что ресурсная база Республики может более чем на четверть превышать официально оцененную по состоянию на 01.01.2009 г. Извлекаемые НСР нефти оценены величиной 3,1 млрд. т, свободного газа (геологические) – 2,5 трлн. м³.

Анализ всего доступного комплекса геолого-геофизических материалов показал, что в Республике Коми существуют резервы восполнения минерально-сырьевой базы из традиционных и «нетрадиционных» источников углеводородного сырья:

1. Зоны нефтегазонакопления малоизученных районов РК:

- автохтон гряды Чернышева в зоне сочленения с Косью-Роговской впадиной (Тальбейский блок и Восточно-Воргамусюрская складчатая зона). Извлекаемые ресурсы нефти этой зоны по экспертным оценкам ТП НИЦ могут превышать 100 млн. т, геологические ресурсы свободного газа – 60 млрд. м³;

- внутренняя зона Косью-Роговской впадины (Кочмесская ступень), в пределах которой в 2016 г. было открыто среднее по запасам Нерцетинское нефтяное месторождение с очень легкой нефтью. Экспертные ресурсные оценки этой зоны в пределах РК достигают величин порядка 100 млн. т нефти, и более 10 млрд. м³ свободного газа (верхнеордовикские отложения);

- юго-восточная часть Хорейверской впадины, где оконтурен ряд локальных объектов, связанных с рифогенными отложениями верхнего девона. Извлекаемые ресурсы подготовленных к глубокому бурению рифогенных объектов составляют величину порядка 30 млн. т;

- поднадвиговая часть Западного Урала, примыкающая к внешней части Косью-Роговской впадины (газовое направление), где в 2017 г. было открыто среднее по запасам Левогрубеюское газовое месторождение. Официальная оценка НСР свободного газа по состоянию на 01.01.2019 г. этого газоносного района составляет около 110 млрд. м³, однако уже сейчас ресурсы свободного газа выявленных и подготовленных к бурению структур этого района составляют величину более 200 млрд. м³. Ресурсная оценка Восточно-Лемвинского района может быть значительно увеличена – по

авторской экспертной оценке ресурсы свободного газа этого района могут достигать величин порядка 1,0 трлн. м³.

2. Литолого-стратиграфические комплексы с мощными толщами низкочемких коллекторов (менее среднего граничного значения пористости, принимаемого в ТПП при подсчете запасов), содержащими «нетрадиционные» ресурсы углеводородов. Углеводородный потенциал низкочемких коллекторов трех карбонатных комплексов (среднеордовикско-нижнедевонского, доманиково-турнейского и верхневизейско-нижнепермского) Республики Коми, оцененный методом сравнительных геологических аналогий [6], составляет величину около 180 млн. т.у.т, примерно поровну распределяясь между нефтью и свободным газом.

3. Отложения нижнеордовикского терригенного НГК Ижма-Печорской, Тиманской и Хорейверской нефтегазоносной областей, где в целом ряде пробуренных скважин отмечались нефтепризнаки [8]. Ресурсная база углеводородов этого комплекса в Тимано-Печоре, согласно авторской оценке [5], составляет величину около 100 млн. т.у.т, из которых около половины приходится на территорию Республики Коми.

4. Залежи, которые были пропущены при проведении поисково-оценочных работ в предыдущие годы. Анализ геолого-геофизической информации показал, что существует значительное количество объектов, где в скважинах получены притоки нефти при опробовании, а также не опробовались перспективные интервалы. Экспертные оценки показывают, что извлекаемые ресурсы нефти и свободного газа таких объектов могут составить величину до сотни млн. т.у.т.

5. Залежи в нескрытых горизонтах ранее опоскованных объектов. Как показал анализ имеющейся информации, таких объектов в ТПП не менее шести десятков [4], в том числе Республике Коми – около 30, прирост ресурсов по ним может составить около 100 млн. т.у.т.

Литература

1. Боровинских А.П., Гайдеев В.И., Богацкий В.И., Панкратов Ю.А. Ресурсы нефти и газа в Тимано-Печорском седиментационном бассейне и динамика их освоения. В сборнике «Актуальные проблемы геологии горючих ископаемых осадочных бассейнов европейского севера России: материалы всероссийской конференции, 26-28 апреля 2000 г.». Сыктывкар, 2000, с. 34-36.

2. Грачевский М.М., Берлин Ю.М., Дубовской И.Т., Ульмишек Г.Ф. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. М., 1969. с. 163-194.

3. Куранов А.В., Кутлинский А.А., Желудова М.С., Матвеева С.Ю., Зегер Н.А. Результаты оценки начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья Республики Коми // «Горный журнал». 2013 г., № 9. с. 57-61.

4. Куранов А.В., Желудова М.С., Кутлинский А.А., Зегер Н.А., Матвеева С.Ю. Минерально-сырьевая база УВС Тимано-Печоры, резервы и стратегия ее развития в среднесрочной перспективе. «Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России». Материалы XVI геологического съезда Республики Коми, Сыктывкар, 2014 г. т. III, с. 52-54.

5. Куранов А.В. Невостребованные нефтегазовые объекты Тимано-Печорской провинции, их углеводородный потенциал и перспективы вовлечения в освоение. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. СПб, 2015 г., с. 235.

6. Куранов А.В., Отмас А.А., Утопленников В.К., Вагина Т.И., Желудова М.С. Низкочемкие карбонатные коллекторы как нетрадиционный резерв восполнения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // «Аналитический вестник Совета Федерации Федерального Собрания Российской Федерации». 2018, №20 (709). с. 94-102.

7. Прищепа О.М., Отмас Ал.А., Куранов А.В. Состояние и перспективы ресурсной базы углеводородов в Тимано-Печорском регионе // «Геология нефти и газа». 2012, №5. с. 75-80.

8. Сенин С.В., Куранов А.В., Кутлинский А.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности нижнеордовикских отложений западной части Тимано-Печорской провинции. Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России. Сборник материалов научно-практической конференции. СПб, ВНИГРИ, 2012. с. 100-106.

9. Спиридонов Ю.А. Нефть и газ Коми края: Сборник документов и материалов. Сыктывкар, 1989. с. 17-63.

10. Теплов Е.Л. Дорогами надежд и сомнений: Сборник статей и воспоминаний. Сыктывкар, 2000. с. 5-50.

11. Толкачев В.Ф. Пути к нефти. Архангельск, 2000. с. 5-100.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ ЗАПАДНОГО СКЛОНА ПРИПОЛЯРНОГО УРАЛА

А.В. Мартынов^{1,2}

1. Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт,
(АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург

2. ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург

В последние годы в мировой практике геологоразведочных работ, наряду с поисками нетрадиционных видов углеводородного (УВ) сырья, включая сланцевые нефть и газ, все больше внимания уделяется районам складчато-надвиговых поясов, характеризующихся сложным геологическим строением и неоднозначностью геологической интерпретации потенциальных поисковых объектов на нефть и газ.

Высокая перспективность этих районов связана с тем, что складчато-надвиговые зоны, в первую очередь передовые складки, обладают рядом благоприятных в геологическом отношении условий для формирования месторождений углеводородов, таких как значительные толщины осадочных пород, обусловленные многократным перекрытием в результате процессов надвигообразования, высокая структуроносность за счет процессов складкообразования и многочисленных тектонических нарушений, которые увеличивают дренируемость околоскважинного пространства не только в карбонатных отложениях, но и в песчано-алевролитовых, а также в нетрадиционных коллекторах: глинистых, плотных и других.

В Тимано-Печорской провинции (ТПП) к таким районам относится западный склон Приполярного Урала, локализованный в зоне сочленения Северо-Предуральской нефтегазоносной области (НГО) и Западно-Уральской перспективной газоносной области (ПГО) (рис. 1).

Анализ изученности ТПП показывает, что перспективные районы в платформенной части территории к настоящему времени практически исчерпаны либо лицензированы. При этом совершенно не изученными остаются складчато-надвиговые пояса западного склона Урала площадью около 15 тыс. км², что составляет 5,0 % к площади ТПП, внутренние районы Предуральского прогиба (30 тыс. км², 9,3 %), гряды Чернышева (8,5 тыс. км², 2,6 %). Северо-Предуральская НГО и Западно-Уральская ПГО по состоянию на 01.01.2018 г. характеризуются низкой степенью изученности сейсморазведкой МОГТ, плотность сейсмопрофилей составляет 0,78 и 0,065 км/км², соответственно, несмотря на то, что в последние годы здесь возобновлены сейсмические исследования в пределах Интинско-Лемвинского нефтегазоносного района (НГР) и Восточно-Лемвинского перспективного газоносного района (ПГР), а в 2013 г. проведен региональный профиль 30-РС. Разбуренность Западно-Уральской ПГО также является самой низкой (1,6 м/км²), средние значения характерны для Северо-Предуральской НГО (21,7 м/км²). Другой показатель изученности территории – разведанность – составляет 2663 км²/скв. – для Западно-Уральской ПГО и 127,3 км²/скв. для Северо-Предуральской НГО.

В тектоническом отношении район текущих исследований расположен в зоне сочленения Косью-Роговской впадины Предуральского краевого прогиба и Западно-Уральской мегазоны линейных складчато-надвиговых дислокаций Западно-Уральской складчато-надвиговой области. Перспективы территории определены ее тектоническим положением в области чешуйчато-надвиговых дислокаций внутреннего борта Косью-Роговской впадины, погребенных с востока Лемвинским аллохтоном.

По нефтегазогеологическому районированию площадь исследований охватывает Интинско-Лемвинский нефтегазоносный район (НГР) Северо-Предуральской НГО и Восточно-Лемвинский перспективный газоносный район (ПГР) Западно-Уральской ПГО.

В целом, Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн является преимущественно нефтеносным, о чем свидетельствуют периодические проводимые переоценки начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ-сырья. Это объясняется геологическим строением и историей развития бассейна. Тем не менее, доля ресурсов свободного газа в НСР углеводородов довольно велика и основная их часть сосредоточена в Северо-Предуральской НГО и Западно-Уральской ПГО.

По оценке ФГУП «ВНИГРИ» и ООО «ТП НИЦ» в пределах Северо-Предуральской НГО сосредоточено около 1,5 млрд т у. т. извлекаемых ресурсов УВ, или 28 % от всех неразведанных ресурсов УВ ТПП, из них ресурсы газа составляют 931 млрд м³ (более 46 % от всех неразведанных ресурсов газа ТПП). В структурах подготовленных и локализованных сейсморазведкой, а также

находящихся в бурении размещено более 230 млрд м³ газа, разведанность НСР газа Северо-Предуральской НГО немногим более 36 %.

Интинско-Лемвинский НГР выделен в восточной интенсивно дислоцированной части Косью-Роговской впадины, объединяющей Интинскую и Прилемвинскую складчато-чешуйчатые зоны. По последней оценке НСР суммарные ресурсы свободного газа составляют 233,7 млрд м³, из них 177,8 млрд м³ (или 76 %) относятся к подготовленным (17,3 млрд м³) и локализованным (160,5 млрд м³) структурам.

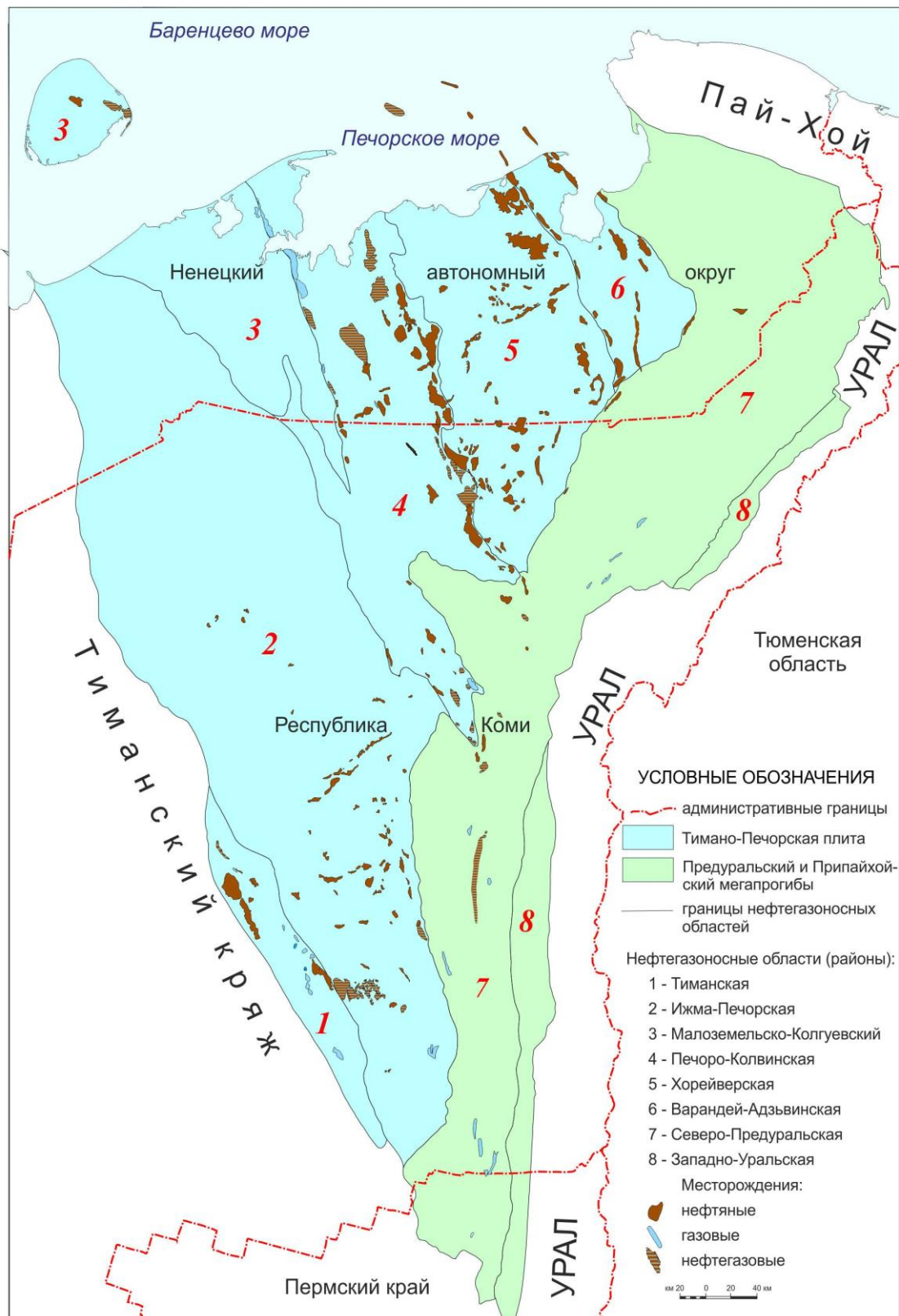


Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования ТПП

В Интинско-Лемвинском НГР промышленная газоносность установлена для двух природных резервуаров – среднекаменноугольного (регионального по характеру) и нижнепермского (локального, связанного с ассельскими одиночными биогермами) на Интинском нефтегазоконденсатном и Кожимском газоконденсатном месторождениях. Залежи – массивные сводовые, с тектоническим экранированием, коллектор – известняки. Тип коллектора – порово-трещинный, иногда с каверновой составляющей. Покрышками являются соответственно среднекаменноугольные плотные, неравномерно глинистые известняки и нижнепермские глинистые известняки и аргиллиты. Нижезалегающие горизонты в пределах НГР глубоким бурением практически не изучены.

За последние десять лет в структуре ресурсов произошли некоторые изменения в результате проведения в этом районе геологоразведочных работ.

В полевые сезоны 2008-2010 гг. на лицензионных участках ООО «Тимано-Печорская газовая компания», включающих Интинское и Кожимское месторождения, были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-3D в объеме 405 км², по результатам которых был получен прирост запасов газа в объеме около 5 млрд м³, а также были оценены перспективные ресурсы невоскресших залежей паравтохтона и автохтона, которые составили более 26 млрд м³.

Позже по результатам переобработки и переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ-2D на Пармаюском, Анкудинском, Левогрубеюском, Лемвинском и Восточно-Лемвинском лицензионных участках была уточнена геологическая модель территории. С учетом результатов бурения поисково-оценочной скважины 1-Левогрубеюская была подготовлена новая ресурсная оценка локализованных объектов Интинско-Лемвинского НГР, которая составила около 390 млрд м³, в том числе 90 млрд м³ – подготовленные ресурсы.

Несмотря на проведение детализированных сейсморазведочных работ, территория изучена сейсмическими методами крайне неравномерно. В целом, по Интинско-Лемвинскому НГР плотность сейсмических профилей составляет 1,275 пог. км/км² и он по этому показателю относится к наиболее изученным. При достаточно высоких неразведанных ресурсах и большом количестве перспективных объектов, существуют и негативные факторы для проведения ГРП – высокое содержание сероводорода, значительная тектоническая (блоковая) раздробленность, влияющая на сохранность УВ в отдельных ловушках.

Восточно-Лемвинский ПГР выделен в границах Восточно-Лемвинской складчато-покровной зоны. Наиболее перспективными по аналогии с соседними Интинско-Лемвинским и Кочмесским НГР Северо-Предуральской НГО являются среднеордовикско-нижнедевонский, доманиково-турнейский и визейско-нижнепермский карбонатные НГК, в отложениях которых получены притоки нефти или конденсатного газа. В пределах Восточно-Лемвинского ПГР, характеризующегося слабой геолого-геофизической и буровой изученностью, месторождений УВ пока не обнаружено.

Поисково-оценочные скважины на территории Восточно-Лемвинского ПГР были пробурены ПАО «Газпром» на Восточно-Лемвинской, Юньяхинской и Северо-Пагинской структурах. Притоков УВ-флюидов получено не было, скважины, по сути, решали задачи параметрического и структурного бурения. За последние годы работами, проводимыми ПАО «Газпром», на территории был выявлен сейсморазведкой ряд локальных структур – Юньяхинская, Кебылаюская, Усть-Кокпельская, Северо-Пагинская, Юсьнырская, Тарьяхинская и другие (всего в фонде локальных структур находится 25 выявленных объектов, из них только 15 оценены ресурсами свободного газа, объемом более 220 млрд м³). Основная доля ресурсов связана со среднекаменноугольными отложениями визейско-нижнепермского карбонатного НГК.

Основной тип ловушек, связанных с визейско-нижнепермским карбонатным комплексом, ожидается структурно-тектонический, возможно с литологическим ограничением, обусловленным развитием биогермных построек. В пространственном аспекте в подавляющем большинстве они будут связаны с надвиговыми пластинами вверх по восстанию пластов. Покрышкой является толща плотных глинисто-карбонатных пород сезымской свиты, являющейся региональным флюидоупором.

По результатам геологосъемочных и тематических работ в пределах западного склона Приполярного Урала были установлены многочисленные обнажения разновозрастных рифогенных отложений палеозойского возраста, свидетельствующие о существовании на границе Печорской карбонатной платформы и континентального склона палеоуральского океана группы рифогенных систем. Благоприятное залегание высокоуглеродистых сланцевых формаций континентального склона и высокеемких коллекторов рифогенного генезиса на краю карбонатной платформы позволяет надеяться на высокую успешность геологоразведочных работ.

Анализ геолого-геофизической изученности ТПП показал, что, несмотря на расширение геологоразведочных работ в Предуральском прогибе, этот район, содержащий преимущественно газовые ресурсы, по-прежнему остается в статусе наименее изученного и характеризуется неоднозначностью существующих оценок его УВ-потенциала.

В соответствии со стадийностью геологоразведочного процесса как непрерывной совокупности действий, направленной на освоение недр и разделяемой на этапы и стадии, изучение и освоение перспективных территорий должно вестись поэтапно в направлении от уже изученных литолого-фациальных комплексов и территорий (зон нефтегазонакопления) к менее изученным. И вполне очевидным является тот факт, что при достаточно высокой изученности ТПП различные ее территории находятся на разных стадиях и даже разных этапах изучения. Так, если, например, месторождения Колвинского мегавала или вала Гамбурцева, которые находятся в разработке уже довольно продолжительное время, относятся к хорошо изученным территориям, то Западный Урал до сих пор находится на региональном этапе изучения, который практически «заморожен» в последние четверть века из-за нехватки федерального финансирования. При этом именно в этих районах находятся значительные неразведанные ресурсы УВ, прежде всего свободного газа, и здесь отмечается относительно низкая плотность лицензирования.

Наметившиеся в последние годы тенденции «угасания» резервов восполнения минерально-сырьевой базы УВ указывают на необходимость новых трендов для осуществления комплекса ГРП с целью поиска залежей нефти и газа. Одной из важных текущих задач геологоразведки является выявление и оконтуривание объектов, которые позволили бы в средне- и долгосрочной перспективе внести весомый вклад в развитие минерально-сырьевой базы провинции.

Таким образом, несмотря на недостаточную изученность территории сейсморазведкой и глубоким бурением, значительные глубины залегания перспективных горизонтов (кроме верхневизейско-нижнепермского карбонатного) и отсутствие инфраструктуры (дорог, нефте- или газопроводов), основными направлениями ГРП на газ в ТПП по-прежнему остается ее восточное обрамление, включая Предуральский краевой прогиб и Западно-Уральскую складчато-надвиговую зону, о чем свидетельствует ряд факторов:

- наличие достаточной неразведанной части НСР, из которых значительную часть занимают нелокализованные ресурсы (53,4 %);
- наличие в районе уже открытых залежей (в том числе крупных) и газопоявлений;
- благоприятные литолого-фациальные условия – высокая вероятность присутствия коллекторов и флюидоупоров, в том числе галогенных, в разрезе нефтегазоносных комплексов;
- благоприятные структурные и геохимические условия.

Основными поисковыми объектами по-прежнему остаются карбонатные отложения пермско-каменноугольного возраста на глубинах доступных для поисково-оценочного бурения, в ряде районов перспективы также могут быть связаны и с более древними НГК.

Как показал опыт работ на Адакском и Воргамусюрском участках недр Хоседаюско-Воргамусюрского НГР Северо-Предуральской НГО – без надежной и современной сейсмической основы возникают серьезные риски при проведении поисково-оценочного бурения. Для выбора первоочередных направлений ГРП, в первую очередь, необходимо проводить соответствующие экономические расчеты, учитывающие количество возможных запасов/ресурсов, глубины залегания перспективных горизонтов, удаленность территорий от инфраструктуры и другие с учетом текущих цен на УВ-сырье. Безусловно, газовые ресурсы Предуралья ТПП на сегодняшний день недостаточно изучены, в первую очередь строение резервуара и особенности пустотного пространства, о чем свидетельствуют представленные ресурсные оценки, поэтому необходимо продолжать изучение и мониторинг сырьевой базы этого района для поддержания существующей газоперерабатывающей инфраструктуры на северо-западе РФ.

Литература

1. Геологическое строение и перспективы газоносности Западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геологоразведочных работ) / под общ. ред. В.Н. Данилова; Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; ФГПУ «ВНИГРИ». – СПб.: ФГПУ «ВНИГРИ», 2015. – 264 с.
2. Ермакова О.Л., Мартынов А.В., Опекунова Ю.В., Скачкова И.В. Основные направления поисков углеводородов в пределах западного склона Приполярного Урала // Рассохинские чтения: м-лы междунар. конференции (Ухта, 2-3 февр. 2017 г.) / под ред. Н.Д. Цхадая. - Ухта: УГТУ, 2017. – С. 57-59.

ПРОБЛЕМЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Д.М. Меткин, Л.В. Медведева, В.И. Назаров, А.А. Ильинский

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт, (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург

За более чем двадцатилетний период экономических реформ произошла дезинтеграция мощных отечественных геофизических структур в результате высвобождения от непрофильных активов, акционирования и приватизации, тотального прекращения инновационного и инвестиционного финансирования как со стороны добывающих компаний, так и государства. К этому добавились неконтролируемое вхождение на внутренний российский рынок иностранных геофизических компаний и поглощение ими значительной части активов отечественных геофизических структур [4].

Технико-технологическая оснащенность компаний существенно различается в зависимости от формы собственности и структурной принадлежности. По этим признакам геофизические компании в России можно представить тремя группами:

- предприятия в составе нефтегазовых компаний;
- компании с государственной принадлежностью контрольного пакета акций;
- независимые компании, специализированные по отдельным видам геофизических работ.

За последние 20 лет обновление техники и технологии на государственных предприятиях геофизического сектора, по существу, не финансировалось, что привело практически к полному износу, истощению всего ресурса работоспособности аппаратных и технических средств.

В настоящее время на вооружении геологоразведочных организаций находятся технические средства и оборудование, выпущенные преимущественно в 70-80-х годах прошлого века, срок амортизации которых уже истек. Наиболее успешные компании ориентируются на зарубежные технические средства, оборудование и технологии, что приводит к спаду отечественного производства и потере рабочих мест. Сохраняющаяся тенденция сокращения производства отечественных технических средств и средств измерений для ГРП усиливает зависимость от западных технологий и зарубежной техники.

В области сейсморазведки сегодня подавляющая часть полевых работ выполняется с применением западных сейсмических станций. Одним из важнейших негативных факторов импортозамещения является доминирование на отечественном рынке продукции крупнейших мировых «игроков». На долю отечественных производителей приходится менее 10 % рынка [2].

Наиболее сложное положение складывается в области аппаратуры для морских геофизических работ [1]. Традиционно основные работы Россия проводила на суше и не уделяла должного внимания подготовке технической базы морских работ. Сегодня, когда значительный потенциал открытия новых крупных месторождений находится на шельфе, важность развития морской геофизики совершенно очевидна. Однако время упущено, и требуются очень серьезные усилия для того, чтобы обеспечить решение стоящих сегодня задач. Зависимость в изучении российского шельфа от иностранных технологий близка к абсолютной.

Отечественные сервисные предприятия ограничены в возможностях технического перевооружения, проведения НИОКР и производства перспективного наукоемкого оборудования. Существующие меры государственной поддержки в части кредитования, субсидирования, льгот и преференций не покрывают фактические издержки и риски производства частными компаниями или компаниями со смешанным капиталом, как правило, относящимися к категории малого и среднего бизнеса. В целом выпускаемые отечественные аппаратно-технические средства для производства геофизических работ на нефть и газ, как правило, нуждаются в доработке, сертификации, развитии сервисных услуг и поддержки в масштабном внедрении в практику геологоразведочных работ.

Проблемы развития и использования отечественных технологий, связанных с проведением геолого-геофизических работ на углеводородное сырье в Российской Федерации, можно с некоторой долей условности объединить в четыре крупных блока: технологический, организационный, экономический и финансовый (таблица 1).

Среди *технологических* проблем наиболее серьезной является проблема высокой степени зависимости отечественных геолого-геофизических работ от зарубежных технологий.

Таблица 1

Систематизация проблем развития и использования отечественных технологий, связанных с проведением геолого-геофизических работ на углеводородное сырье в Российской Федерации

№ п/п	Группа проблем	Сущность проблем	Характер влияния
1	Технологические	Высокая степень зависимости отечественных геолого-геофизических работ от зарубежных технологий	В условиях санкционных ограничений возникают риски неполного выполнения геологических задач, предусмотренных проектами поисков и разведки месторождений нефти и газа
		Отсутствуют отечественные аналоги оборудования и аппаратуры, способные в условиях санкционного режима заменить зарубежные	Затруднение в проведении геолого-геофизических работ, в первую очередь на шельфе
2	Организационные	Стагнация отечественного рынка геофизического приборостроения	Невозможность приобретения современного высокоэффективного геофизического оборудования. Снижение эффективности геолого-геофизических работ
		Переориентация рынка оборудования от западных поставщиков в пользу других производителей (Китайской народной Республики, Южной Кореи, а также западных компаний, не подпадающих под санкции)	Возможность удовлетворения краткосрочных и среднесрочных потребностей российских геофизических компаний
		Стремление отдельных отечественных производителей использовать государственные льготы и преференции для производства традиционной продукции, не отвечающей современным инновационным требованиям	Приводит к технологической отсталости и неэффективному использованию государственных средств
		Субъективный характер конкурсов по отбору потенциальных исполнителей, включающий протекционизм и ведомственные подходы	Выбор технически неэффективных и экономически невыгодных проектов
		Недостаточный уровень подготовки специалистов в высших учебных заведениях для нефтегазовой отрасли на основе доступных отечественных ПК и информационных технологий	Снижает эффективность решения геолого-геофизических задач, может вызывать аварии и простои
		Низкий уровень метрологического обеспечения в области аппаратуры, технологии, оборудования, обработки и интерпретации материалов геолого-геофизических исследований	Снижает точность геолого-геофизических съемок
3	Экономические	Недостаточная изученность отечественного рынка геофизического оборудования	Просчеты в объеме спроса на геофизическое оборудование могут не обеспечить приемлемый уровень рентабельности их производства
		Высокая стоимость пионерных образцов дорогостоящих геофизических приборов и аппаратуры	Препятствует принятию решений по проектированию и серийному производству
		Предубежденность нефтегазовых компаний по отношению к российским производителям оборудования в связи с низким качеством и высокой стоимостью его разработки и внедрения	Препятствует развитию современного отечественного геофизического приборостроения
4	Финансовые	Отсутствие устойчивых источников финансирования НИОКР, обеспечивающих разработку конкурентоспособной базы технико-технологических средств на мировом рынке	Затрудняет создание современного отечественного конкурентоспособного оборудования и приборов

Вторая не менее важная технологическая проблема связана с отсутствием отечественных аналогов оборудования, аппаратуры, способных заменить в условиях санкционного режима зарубежные. Нерешенность ее вызывает серьезные затруднения в проведении геолого-геофизических задач, в первую очередь, на шельфе [1, 3].

В группе *организационных* проблем следует, прежде всего, рассмотреть остро проявляющуюся проблему стагнации рынка геофизического оборудования. Невозможность приобретения в условиях санкций современного высокоэффективного геофизического оборудования и аппаратуры приводит к снижению качества и результативности геофизических работ.

Принципиальную схему организации производства импортозамещающей продукции и ПО целесообразно реализовывать исходя из двух основных принципов. Первый заключается в том, что, если оборудование никогда не производилось в России, то собственное производство, по крайней мере, в краткосрочной и среднесрочной перспективе, нецелесообразно. В этом направлении следует ориентироваться на проработку долгосрочных проектов локализации производства на территории страны. Второй принцип – следует всемерно привлекать зарекомендовавшие себя предприятия, способные выполнять предлагаемые работы, нуждающиеся в поддержке в виде НИОКР и модернизации существующих мощностей.

Определяющими в развитии отечественного приборостроения являются *экономические* проблемы. Одна из первоочередных экономических проблем связана с высокой стоимостью пионерных образцов дорогостоящих геофизических приборов и аппаратуры. Это препятствует принятию решений по их проектированию и серийному производству.

Отрицательное влияние на развитие отечественного геофизического приборостроения оказывает предубежденность нефтегазовых компаний по отношению к российским производителям оборудования в связи с низким качеством и высокой стоимостью его разработки и внедрения. Этот фактор серьезно препятствует развитию современного отечественного геофизического приборостроения.

Результаты экспертных опросов показывают, что с позиции бизнеса покупка импортной техники оказывается значительно более выгодной, чем ее создание внутри страны. Таким образом, складывается ситуация, при которой российские как заказчики, так и исполнители, находятся в экономических условиях, не способствующих исполнению программы импортозамещения. Очевидный и разумный выход из подобной ситуации видится, по крайней мере, в краткосрочной и среднесрочной перспективе, не начинать «все сначала», а использовать уже имеющиеся в России разработки и привлекать предприятия, уже реализующие свои товары на российском рынке.

Важно понимать, что необходимо ещё решение проблем финансовой поддержки со стороны властей в виде государственного заказа на НИОКР по приоритетным и критическим направлениям, к которым относится создание отечественных аппаратурных средств, оборудования и соответствующего специализированного программного обеспечения (*финансовые проблемы*).

Для решения обозначенных проблем требуется целенаправленная государственная политика стимулирования инновационной деятельности, заключающаяся в применении особых подходов государства к осуществлению бюджетной, налоговой, тарифной и социальной политики, а также использовании особых механизмов прямого участия государства, включая размещение государственных заказов. Необходима целенаправленная и скоординированная деятельность всех заинтересованных сторон: федеральных органов исполнительной власти, органов государственной власти субъектов Федерации, коммерческих и некоммерческих организаций в рамках их полномочий и сфер деятельности, в том числе на принципах государственно-частного партнерства.

Для повышения заинтересованности компаний производителей и потребителей геофизической аппаратуры и оборудования в проектировании и производстве новой высокотехнологичной отечественной продукции предлагается использовать специальные механизмы и инструменты государственной поддержки – организационные, правовые и финансово-экономические (рисунок 1), которые будут способствовать разработке конкурентоспособной геофизической аппаратуры и внедрению ее в практику геолого-геофизических работ.

Данные механизмы можно объединить по двум направлениям: первое – стимулирование производства геофизического оборудования (стимулирование компаний-производителей), второе – стимулирование использования этого оборудования (стимулирование потребителей).

Реализация вышерассмотренных организационных, правовых, финансово-экономических мер государственной поддержки предприятий разработчиков и производителей геофизического оборудования будет способствовать развитию отечественного геофизического приборостроения, организации его экспорта и решению проблем импортозамещения.



Рис. 1. Механизмы и инструменты государственной поддержки предприятий нефтегазового геофизического приборостроения

Литература

1. Ампилов Ю.П. Проблемы и перспективы разведки и освоения Российского шельфа в условиях санкций и падения цен на нефть // Научно-технический сборник "ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ", № 2 (22), 2015, с. 5-14.
2. Варламов А.И., Гогоненков Г.Н. Состояние и проблемы импортозамещения в области геофизических работ на нефть и газ // материалы VIII Всероссийского совещания "Эффективность геофизических методов при региональных и поисковых работах на нефть и газ", 2017 г.
3. Костюченко С.Л. Импортозамещение: какие проблемы стоят за ним в геологоразведочном сервисе // neftegaz.ru, 11 апреля 2016 г.
4. Оганесян Л.В. Импортозамещение технико-технологического контура геолого-разведочных работ: проблемы и возможности // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, № 5, 2015, с. 67-72.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО АУДИТА СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТИ И ГАЗА В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

В.И. Назаров, О.С. Краснов, Л.В. Медведева

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт, (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург

Современный этап развития мировой нефтяной промышленности характеризуется появлением новых эффективных методов и технологий повышения нефтеотдачи на действующих месторождениях, увеличивающих их сырьевую базу, и, главное – введением в промышленный оборот огромных скоплений сланцевой нефти и газа.

Совокупное влияние указанных факторов привело к резкому увеличению добычного потенциала углеводородной сырьевой базы и, как следствие, избытку предложений нефти на мировых энергетических рынках.

Нефть фактически утратила статус дефицитного стратегического ресурса и рассматривается теперь как ценный сырьевой товар, рентабельность производства которого зависит от уровня рыночных цен.

Данное условие является решающим при оценке эффективности геологоразведочных работ, затраты на которые могут быть оправданы лишь в случае выявления инвестиционно привлекательных для разработки месторождений нефти и газа.

Соблюдение этого условия весьма актуально для России, воспроизводство и освоение углеводородной сырьевой базы которой характеризуется ухудшением ее структуры и качественных параметров выявляемых месторождений. Открываются, как правило, мелкие месторождения, расположенные в промышленно развитых регионах или средние и даже крупные, но в отдаленных районах и на труднодоступных акваториях. Рентабельность освоения таких месторождений сравнительно невысокая и не всегда позволяет оправдать инвестиционные риски, связанные с их поисками и разведкой.

Низкая инвестиционная привлекательность является одной из причин формирования огромного объема не востребуемых запасов.

Детальный анализ причин простоя значительной части не востребуемых запасов нефти не проводился. Можно предположить, что, скорее всего, они обусловлены низкой рентабельностью разработки. Вместе с тем, эти запасы составляют четвертую часть разведанной нефтяной сырьевой базы страны. Исключение их из активного промышленного оборота существенным образом снизит обеспеченность нефтяной промышленности запасами.

Подавляющая часть объема не востребуемых запасов газа приходится на хорошо разведанные месторождения, подготовленные для промышленного освоения. Ускорение их ввода в разработку зависит прежде всего от конъюнктуры энергетических рынков и возможности привлечения огромных объемов инвестиций для создания транспортной и промышленной инфраструктуры. Кроме того, ряд крупнейших не востребуемых месторождений содержит многокомпонентные газы, которые требуют предварительной подготовки и отделения жирных фракций, а для месторождений Восточной Сибири – гелия. Фактически для обеспечения рациональной эксплуатации простаивающих газовых месторождений необходимо создание новой крупной газоперерабатывающей отрасли.

В этих условиях в задачи геологов входит, в первую очередь, поиски и разведка новых конкурентоспособных, высокоэффективных месторождений нефти и выявление промышленно значимых, высокорентабельных месторождений газа в районах с развитой газодобычей и вблизи действующих или проектируемых магистральных газопроводов.

На сегодняшний день в стране можно наметить шесть основных направлений воспроизводства углеводородной сырьевой базы (табл. 1).

Ресурсный потенциал некоторых из этих направлений примерно соизмерим, но эффективность поисков и разведки месторождений в них будет существенно различаться.

В этих условиях требуется детальный всесторонний анализ существующих направлений подготовки сырьевой базы.

Для получения реальных представлений о промышленной значимости запасов нефти необходимо проведение геолого-экономического аудита (ГЭА) как разведанной, так и прогнозируемой сырьевой базы УВ.

Целью аудита не востребуемых запасов и ресурсов нефти и газа должна быть оценка их инвестиционной привлекательности и промышленной значимости.

Таблица 1

Стратегические направления освоения углеводородной сырьевой базы России

Направления освоения УВ базы	Объем извлеч. ресурсов ¹		Условия реализации
	нефти, млрд т	газа, трлн м ³	
Выявление и разведка мелких и средних, низкодебитных, глубокопогруженных залежей в старых нефтедобывающих районах	~ 12	~ 40	Внедрение новых технологий, налоговые льготы
Выявление и разведка крупных месторождений в новых малообустроенных районах	~ 28	~ 53	Выделение крупных инвестиций в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру
Выявление и разведка крупных и уникальных месторождений на арктическом шельфе	~ 9	~ 95	Создание подводно-подледных технологий разработки месторождений и выделение крупнейших инвестиций в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру
Вовлечение в разработку не востребуемых запасов открытых месторождений	~ 6,6	~ 28,3	Повышение инвестиционной привлекательности не востребуемых запасов за счет новых технологий
Повышение нефтеотдачи разрабатываемых месторождений	~ 12-15	-	Привлечение новых технологий извлечения нефти
Вовлечение в освоение нетрадиционных УВ ресурсов (бажендовская свита)	~ 10	~ 8	Привлечение новых технологий, налоговые льготы

Основной задачей ГЭА запасов и ресурсов нефти должен быть анализ соответствия реальной отдачи сырьевой базы УВ ее потенциальным возможностям. Решение этой задачи особенно актуально в настоящее время, когда наметилась стойкая тенденция значительной волатильности цен на нефть.

Следует различать внутренний и внешний геолого-экономический аудит.

Применительно к не востребуемым запасам внутренний аудит должен проводиться предприятиями, владеющими сырьевыми активами с лицензиями на проведение геологоразведочных и эксплуатационных работ. Объектом их анализа являются разведанные, но не вовлеченные в разработку запасы эксплуатируемых месторождений, а также ресурсы лицензионных участков.

Внешний аудит не востребуемых запасов должен проводиться в интересах государства с целью анализа общего состояния углеводородной сырьевой базы страны.

В полном объеме геолого-экономический аудит не востребуемой углеводородной сырьевой базы в настоящее время не проводится. Однако отдельные его элементы в виде экономической и стоимостной оценки запасов и ресурсов нефти и газа, определения инвестиционной привлекательности месторождений и лицензионных участков, обоснования стартовых ставок платежей за пользования недрами в практике недропользования распространены достаточно широко.

Для осуществления ГЭА необходимы: сбор информации о запасах и ресурсах нефти всех категорий изученности и анализ факторов, вызывающих их изменения; оценка структуры текущих суммарных запасов и ресурсов и экономической эффективности их освоения. Периодичность выполнения процедур аудита определяется потребностями государства или компании и может быть приурочена к любому периоду времени.

¹ по экспертным оценкам ВНИГРИ

Система ГЭА должна обеспечивать получение информации о состоянии ресурсной базы и ее промышленной значимости в пределах районов деятельности нефтяных компаний, субъектов РФ и Российской Федерации в целом. Полученные данные по отдельным локальным объектам, лицензионным участкам (ЛУ) и по их группам позволят оперативно решать текущие и стратегические задачи поисков, разведки и разработки ресурсов УВ.

С помощью системы аудита недропользования можно решать следующие задачи:

1. На основе анализа количественных и качественных характеристик разведанных запасов и прогнозных ресурсов, находящихся в различных горно-геологических и географо-экономических условиях, определить возможную рентабельность их освоения.
2. Определять добычный потенциал объекта аудита, исходя из наличия рентабельных разведанных запасов и прогнозных ресурсов.
3. Определять доход от освоения запасов месторождений УВ региона.
4. Определять соответствие доходов от разработки месторождений региона их потенциальным экономическим возможностям, зависящим от ряда рентообразующих факторов (величины запасов, начальных дебитов скважин, глубины продуктивных горизонтов и др.)
5. Определять возможный эффект от освоения прогнозных ресурсов региона.
6. Дифференцировать перспективные нефтегазоносные территории региона по ценности недр.
7. Определять инвестиционную емкость ресурсной базы углеводородного сырья субъекта Федерации.

В системе ГЭА выделяются геологический, технологический и экономический блоки (таблица 2).

Таблица 2

Структура геолого-экономического аудита углеводородной сырьевой базы

Геологический блок		Технологический блок	Экономический блок		
Ресурсная база		Добычный потенциал	Инвестиционная ёмкость ресурсной базы	Рентабельность запасов и ресурсов	Доход от освоения
Разрабатываемые месторождения	Технически доступные запасы	Фактическая добыча	Потребность в дополнительных инвестициях	Рентабельные запасы	Фактический доход
	Технически недоступные запасы	-	-	Нерентабельные запасы	-
Разведанные месторождения	Технически доступные запасы	Потенциальная добыча	Потребность в инвестициях для обустройства месторождений	Рентабельные запасы	Потенциальный доход
	Технически недоступные запасы	-	-	Нерентабельные запасы	-
Прогнозируемые месторождения	Технически доступные ресурсы	Прогнозная добыча	Потребность в инвестициях для поиска, разведки и обустройства месторождений	Рентабельные ресурсы	Прогнозный доход
	Технически недоступные ресурсы	-	-	Нерентабельные ресурсы	-

В геологическом блоке для учета структуры запасов и ресурсов и определения их экономической значимости уточненные данные по объемам запасов и ресурсов должны быть распределены по известным и предполагаемым залежам с подразделением тех и других по технической доступности и подготовленности к промышленному освоению.

Технически недоступные запасы и ресурсы выделяются в тех районах, в которых по горно-геологическим или природно-климатическим условиям отсутствуют адекватные технологии промышленного освоения выявленных месторождений нефти и газа. В частности, этот фактор является

критическим на арктическом шельфе, поскольку в настоящее время отсутствуют технологии разработки месторождений нефти и газа в условиях сплошного льда на значительных глубинах моря.

В технологическом блоке анализируются геолого-промысловые характеристики запасов и ресурсов необходимые для расчета затрат на разработку запасов, а также рассчитывается добычный потенциал разрабатываемых, разведанных и прогнозируемых месторождений.

В экономическом блоке анализируются ведущие факторы, оказывающие существенное влияние на рентабельность освоения запасов, определяется потребность в инвестициях на поиски, разведку и разработку месторождений, определяется объем рентабельных запасов и ресурсов и доход от их промышленного освоения.

Обобщая высказанные соображения можно сделать следующие выводы:

1. Проведение ГЭА сырьевой базы УВ позволяет оценить соответствие результатов ее освоения с потенциальными геологическими и экономическими возможностями.

2. ГЭА целесообразно проводить как для разрабатываемой сырьевой базы, так и для разведанной и прогнозной базы.

3. В качестве объектов ГЭА следует рассматривать залежи, месторождения, лицензионные участки, сырьевые активы нефтяных и газовых компаний и в целом сырьевую базу УВ страны.

4. Результаты ГЭА должны использоваться для принятия управленческих решений по поискам, разведке и разработке месторождений УВ компаниями и государственными органами управления фондом недр.

5. Полученные в результате ГЭА оценки запасов и ресурсов нефти могут служить основой для разработки и корректировки энергетической стратегии России и долгосрочной программы поисков и разведки месторождений нефти.

Литература

1. Назаров В.И. Геолого-экономический аудит сырьевой базы углеводородов (методология, практические задачи) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2014, № 2. – С. 44-49.

2. Назаров В.И., Краснов О.С. Геолого-экономический аудит не востребованной сырьевой базы нефтяной промышленности // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр., 18-22 апреля 2016 г., Новосибирск: Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов ы 4 т. Т. 4. – Новосибирск: СГУГиТ, 2016. – С. 194-197.

3. Краснов О.С., Назаров В.И. Проблемы организации и проведения геолого-экономического аудита не востребованных запасов и ресурсов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/3/31_2016.pdf

4. Методические рекомендации по геолого-экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата / отв. ред. А. И. Варламов, А. А. Герт и др. – Новосибирск, Москва, 2015. – 60 с.

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ БАЛТИЙСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ОБЛАСТИ (РОССИЙСКАЯ ЧАСТЬ) И ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ПОИСКОВ

А.А. Отмас, Г.А. Григорьев

Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт, (АО «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург

Работа выполнена в рамках бюджетной тематики по количественной оценке ресурсов УВС по Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. (генеральный подрядчик ФГБУ «ВНИГНИ»). Оценка выполнялась АО «ВНИГРИ» отдельно по акватории Балтийского моря, включая морские заливы – Куршский и Калининградский, и отдельно по территории Калининградской области.

Как известно, нефтегазоносность региона связана с каледонским комплексом пород. В настоящее время в пределах российской части Балтийской синеклизы открыто 36 месторождений нефти на суше и 6 месторождений нефти в акватории Балтийского моря. Все месторождения приурочены к дейменаскому горизонту кембрийского нефтегазоносного комплекса и расположены в пределах Куршского нефтеносного района Балтийской НО. Залежи в ордовике и силуре крайне мелкие и развиты преимущественно за пределами рассматриваемой части Балтийской синеклизы.

Основным недропользователем является ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть». Достигнутый в середине 80-х годов годовой уровень добычи около 1,5 млн т (суша) являлся максимальным. В акватории максимум добычи приходился на 2006-2008 гг. и составлял 0,85-0,87 млн т на месторождении Д6. Сейчас в области добывается около 0,4 млн. т нефти на суше и столько же на море. Накопленная добыча нефти на 01.2017 г. составила по суше 37,2 млн т, растворенного в нефти газа – около 1,0 млрд м³, в акватории, соответственно 7,5 млн т и 0,2 млрд м³.

А акватории Балтики в постсоветское время Нефтяная Компания «ЛУКОЙЛ» силами ее дочернего предприятия ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» с 2004 года Компания успешно разрабатывает месторождение Д6 (Кравцовское) и выполняет геологоразведочные работы на углеводородное сырье (УВС) на лицензионных участках в пределах шельфа, результатом чего явилось открытие нефтяных месторождений Д41, Д6-южное, Д29, а также самого крупного в регионе месторождения Д33, на которые в 2016 г. компанией получены отдельные лицензии на разработку.

В акватории Куршского залива в 2015-2017 гг. за счет госбюджета проведены сейсмические и геохимические исследования с целью изучения геологического строения района работ, выявления нефтеперспективных объектов, оценки прогнозных локализованных ресурсов, обоснования направлений ГРП и подготовки геологической основы для выделения лицензионных участков [Отмас и др., 2018].

На суше за последнее десятилетие значительных открытий не наблюдается. Более того, после того, как ООО «ЛУКОЙЛ-КМН» переключил свои силы на Балтику, объемы ГРП на территории Калининградской области резко снизились, и в числе новых открытий последнего десятилетия числится только Рязанское месторождение (недропользователь - ООО «СПБгеопроект»), принятое на баланс ГКЗ в 2017г.

Необходимость пересчета количественной оценки ресурсов углеводородного сырья по Балтийскому морю (российский сектор), на наш взгляд, обусловлена четырьмя основными причинами:

1. Введением в России с 1 января 2016 года новой классификации запасов и ресурсов углеводородного сырья, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 г. № 477 (соответствующее распоряжение Минприроды России № Зр от 01.02.2016 г. «Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477»).

2. Подготовкой проекта нового «Методического руководства по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации», представленного в 2014 году Министерством природных ресурсов и экологии (Федеральное агентство по недропользованию) на основе разработок ФГУП «ВНИГНИ» совместно со специалистами ведущих научно-исследовательских институтов России с многолетним опытом изучения указанной проблемы.

3. Активным освоением ресурсной базы УВС Нефтяной Компанией «ЛУКОЙЛ» в акватории Балтийского моря, включающим не только разработку нефтяного месторождения Д6 (Кравцовское),

но и масштабным проведением геологоразведочных работ в российском секторе Балтики, в том числе сейсморазведочных работ и глубокого бурения, сопровождаемых открытием целого ряда новых месторождений (D41, D29, D6-южное, D33) в этой части региона.

4. Еще одним доводом в необходимости пересчета ресурсов УВС на шельфе Балтийского моря является то, что начальные суммарные ресурсы здесь, по сути, не пересчитывались почти 30 лет, поскольку последняя полноценная оценка Балтики проводилась еще в границах бывшего СССР по состоянию на 01.01.1988 г., а последующими государственными (бюджетными) оценками уточнялась, в основном, структура ресурсов в пределах российской части акватории.

По сути НСР УВС, в принципе, можно было бы и не пересчитывать, актуализировав лишь структуру ресурсов и применив новую классификацию. Тем не менее, учитывая требования заказчика по составлению банка данных эталонных и расчетных участков, мы посчитали необходимым полностью пересчитать и начальные суммарные ресурсы территории региона.

В качестве геологического способа реализации метода сравнительных геологических аналогий выбран способ прогноза величины ресурсов по средним удельным плотностям углеводородов на единицу перспективной площади с выбором и обоснованием эталонных и расчетных участков. Выбранный метод и способ учитывают сходство геологического строения акваториальной и материковой частей Балтийской синеклизы, достаточно высокую степень их геолого-геофизической изученности (особенно суши Калининградской области), принадлежность этих областей к единому седиментационному и артезианскому бассейну и др.

Основные результаты количественной оценки УВС на 01.01.2017 г. следующие:

Акватория.

Начальные суммарные ресурсы акватории Балтийского моря в сумме УВ составили: геологические 165,2 млн. т у. т, извлекаемые – 80,8 млн. т у. т. в том числе по нефти, соответственно, 158,9/78,1 млн.т, растворенному в нефти газу – 6,3/2,7 млрд. м³.

Прогнозные ресурсы в сумме составляют 86,7/40,5 млн. т УТ, в том числе 82,8/38,9 млн. т нефти и 3,9/1,6 млрд.м³ растворенного газа. Ресурсы подготовленных объектов по категории Дл оцениваются в 11,9/5,7 млн.т нефти.

Все ресурсы извлекаемого углеводородного потенциала приурочены к среднекембрийскому НГК.

Суша.

Начальные суммарные ресурсы УВС: геологические 141,770 млн. т. у. т, извлекаемые – 72,153 млн. т у. т. Из них начальные извлекаемые суммарные ресурсы нефти: геологические 139,222 млн. т. у. т, извлекаемые – 70,886 млн. . у. т. НСР растворенного в нефти газа, соответственно, равны 2,548 и 1,267 млрд. м³. НСР свободного газа и конденсата в регионе не числятся.

Оценка перспектив нефтегазоносности ордовикского и силурийского НГК осталась на прежнем уровне в связи с отсутствием новых данных и результатов проведенных ГРП по этим комплексам.

Незначительные изменения в НСР, равно как и в структуре запасов и прогнозных ресурсов) вызваны актуализацией запасов и локализованных ресурсов на эталонных участках и, соответственно, уточнением НСР на расчетных участках, уточнением некоторых поправочных коэффициентов с учетом выполненных структурно-геологических построений и уточнения ряда карт исходных параметров (толщин, пористости и др.), небольшим возрастанием КИН в целом по региону, а также снижением прогноза газового фактора в восточной части области.

Прогнозные ресурсы (кат. D₀+D) УВС по территории области в сумме составляют 70,4/29,1 млн. т УТ, в том числе 69.9/28.9 млн. т нефти и 0.4/0.2 млрд. м³ растворенного газа. На кембрийский нефтеносный комплекс приходится 78% прогнозных ресурсов нефти.

Если говорить об экономической оценке освоения локальных объектов Балтийской НО в целом, то по нашим расчетам в глубоководной части шельфа определяющее значение будет иметь удаленность от берега и величина ресурсного потенциала объекта освоения. Инвестиционную привлекательность могут обеспечить лишь самостоятельные объекты, ресурсный потенциал которых составляет не менее 4-5 млн. т; для наиболее удаленной от берега перспективной на нефть части территориальных вод России в Балтийском море минимальный объем запасов, гарантирующий приемлемую экономическую эффективность их освоения, может достигать 7-8 млн. т.

В пределах мелководной части Балтийского шельфа (акватория Куршского залива) критические значения крупности объекта в существенной мере будут зависеть от глубины дна моря, и приемлемую доходность в этой транзитной зоне шельфа вполне можно ожидать даже от залежей с запасами 1.5-2.0 млн. т.

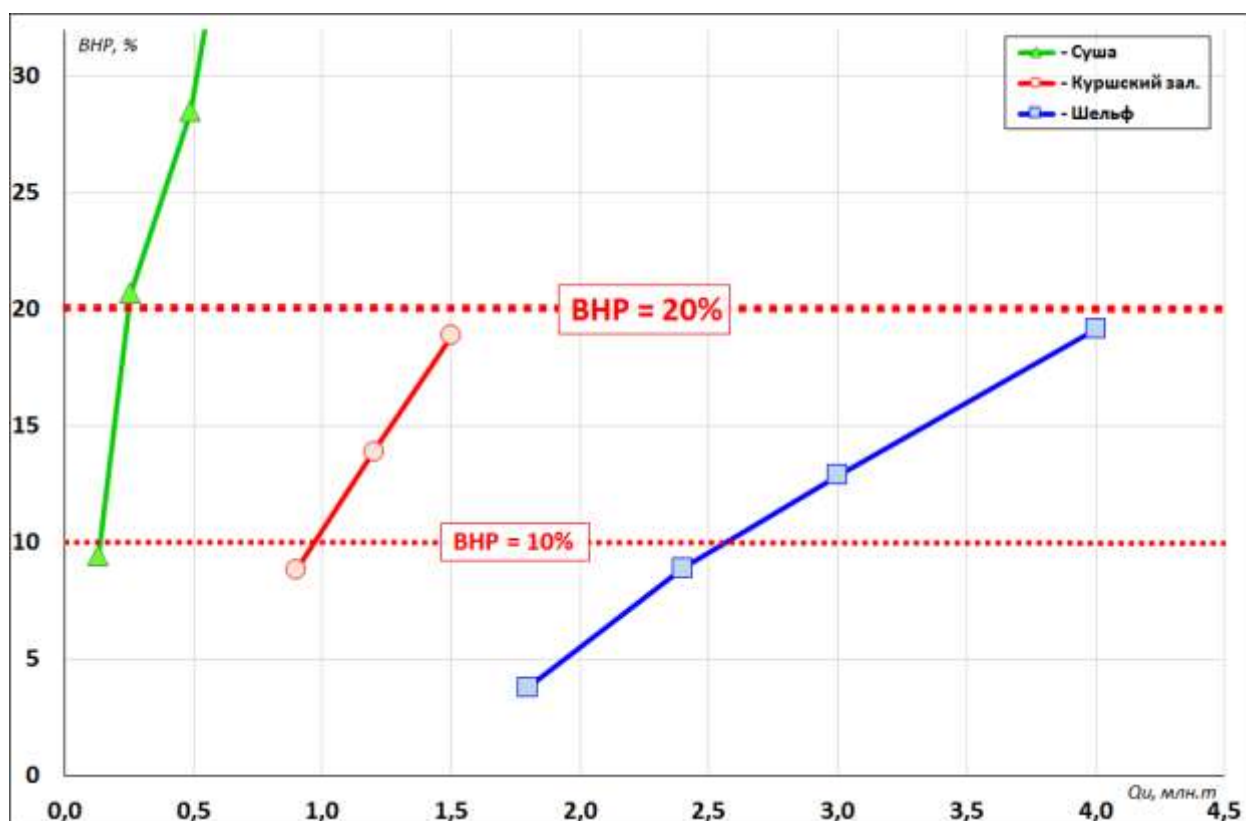


Рис. 1. Зависимость экономической эффективности проектов освоения традиционных нефтяных объектов Балтийской НО от величины запасов и географических условий

Сравнивая, в целом, рентабельность освоения нефтеперспективных объектов моря и суши Балтийской НО, можно констатировать, что, применительно к заложенным параметрам макроэкономической среды (учитывающим конъюнктуру рынка УВС, сложившиеся параметры налоговой системы в ТЭК, высокий уровень развития транспортно-производственной инфраструктуры в регионе) и геологическим характеристикам локальных объектов, ресурсная база Калининградского региона остается вполне привлекательной для действующих и потенциальных инвесторов, несмотря на достаточно высокие геологические риски. А учитывая, что объекты в пределах сухопутной части могут с успехом осваиваться даже при извлекаемых запасах 200-300 тыс.т, их освоение по удельной рентабельности вполне может составить конкуренцию освоению морских объектов Балтики [Отмас и др., 2019].

По результатам выполненных работ даны предложения по дальнейшему освоению региона и проведению здесь нефтепоисковых работ.

Литература

1. Отмас А.А. (старший), Дружинина Е.А., Отмас Ан.А. Перспективы нефтегазоносности Куршского залива Калининградского региона. Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. - Т.13. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/29_2018.pdf.
2. Отмас А.А., Григорьев Г.А., Пахунов А.М., Романов В.В. Геологические и экономические аспекты освоения мелких месторождений углеводородов в Калининградской области. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2019, N2, с. 15-21.

НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ И СОХРАННОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕДЖЕЛИНСКОГО РЕЗЕРВУАРА В ПРЕДЕЛАХ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

А.В. Погодаев¹, В.С. Ситников,² И.В. Буйдылло³

1. АО «Туймааданефтегаз», Якутск
2. ФГБУН «Институт проблем нефти и газа» СО РАН, Якутск
3. АО «Якутскгеофизика», Якутск

В начале 1950-х гг., в результате комплексного проведения научных исследований, региональных геолого-съёмочных и геофизических работ ВНИГРИ были обоснованы перспективы нефтегазоносности Лено-Виллюйского геологического района (Арчegov, 2009). В начале 60-х гг. в пределах Хапчагайского поднятия был открыт целый ряд газоконденсатных месторождений. Научное и методическое сопровождение выполняемых на территории работ проводилось специалистами института по широкому спектру направлений, включая гидрогеологические исследования.

На уровне современных знаний гидрогеологические условия нефтегазонакопления Виллюйской синеклизы в пределах нефтегазоносных комплексов верхнепалеозойско-мезозойского структурного этажа, традиционно характеризуются застойным или низко активным режимом пластовых вод, включая отложения пермо-триаса, которые, в то же время, имеют и свои существенные особенности. Застойный характер пластовых вод, по определению, обуславливает хорошую сохранность газовых залежей и горизонтальное положение газоводяных контактов.

Гидрогеологические и гидродинамические особенности водоносных комплексов Виллюйской синеклизы, достаточно развернуто представлены в работах Л.А. Грубова, В.И. Вождова, А.И. Сурнина, В.П. Шабалина, и др. Пермский комплекс в силу его глубокого расположения исследован с меньшей детальностью в сравнении с вышележащими комплексами мезозоя.

Несомненно, что водонапорная система пермского комплекса имеет более специфичное строение и более сложную взаимосвязь с залежами, чем вышележащие комплексы юры и триаса. Это отмечается всеми исследователями, занимавшимися изучением вопросов гидрогеологии Лено-Виллюйского бассейна [4]. Очевидно, что всё своеобразие пермотриасового (ПТ) газоносного комплекса отложений, прежде всего, предопределено изолирующими способностями региональной экранирующей крыши, представленной 80-100 метровой газоводоупорной пачкой аргиллитов и алевролитов неджелинской свиты нижнего триаса, позволяющей сохранять режим аномально высокого пластового давления (АВПД) в пределах всей площади Хапчагайского мегавала. Кроме того, она и сама является газосодержащей. С песчаными коллекторами в толще свиты, связаны газоконденсатные залежи продуктивных пластов группы Т₁-IV.

Хапчагайский газоносный район выделяется в качестве самостоятельного гидрогеологического района, и характеризуется своеобразными тектоническими, литофациальными и структурными условиями в размещении газовых и газоконденсатных залежей верхнепалеозой-мезозойского этажа.

Вопросы изучения динамики пластовых вод продуктивных горизонтов исследуемого региона, представляют большой интерес не только в плане прогнозирования режимов работы залежей и проявления активности пластовых вод, но и для понимания процессов миграции, условий концентрации скоплений углеводородов и сохранности образовавшихся залежей. Прежде всего, как уже подчеркивалось, это важно для пермского гидрогеологического комплекса с его аномально высокими пластовыми давлениями и значительным углеводородным потенциалом.

Гидрогеологическое опробование верхнепермских отложений в пределах Хапчагайского мегавала выполнено в 27 скважинах, результаты опробования приведены в таблице 1. В данную таблицу включены только те результаты исследований, при проведении которых были выполнены замеры пластовых давлений, послуживших в дальнейшем для расчета пьезометрических уровней и построения карт.

Прежде всего, данные гидрогеологического опробования свидетельствуют об отсутствии преобладающего газового насыщения неджелинского резервуара [2]. Сравнение представленных величин пластовых давлений пермского комплекса говорит о наличии высокого градиента латерального напора в пределах Хапчагайского мегавала. Наибольшие значения пластовых давлений отмечаются в пределах Неджелинской структуры, так в сводовой скважине №14 замеренное пластовое давление для глубины 3100 м составляет 44,94 МПа, в пределах Средневиллюйской

структуры в скважине №25 пластовое давление на глубине 3100м составило 36,86 МПа (строки 10 и 4, табл. 1). При расстоянии между скважинами 120 км, разница в величинах замеров составляет 8,08 МПа, что равноценно 808 м высоты водяного столба. Такое распределение пластовых давлений, в контуре мегавала, когда перепады давлений сопоставимы с амплитудой ловушки, прямо свидетельствует о его гидродинамической раскрытости. Градиент наклона пьезометрической поверхности с востока на запад составляет 7 м на 1 км.

Таблица 1

**Результаты опробования водоносных интервалов верхнепермских отложений,
данные о замерах пластовых давлений**

№ п/п	Номер скважины, площадь	Интервал перфорации , глубина, м	Замеры давлений и дебитов, (минерализация, г/л), приведенный уровень-абсолютные метры водяного столба,			
			МПа	Н _{замер} , м	дебит воды, режим замера дебита	Нпр. м
1	5 Ср.Вил	2930 - 3021	34,97	3000	8,8 м ³ /сут. Перелив.	591
2	6 Ср.Вил	3033 - 3118	33,84	3087	51 м ³ /сут. Перелив. (М-48,1)	402
3	19 Ср.Вил	2943 - 2953	38,7	2920	57 м ³ /сут. Перелив.	1050
4	25 Ср.Вил	3134 - 3143	36,86	3100	1,62 м ³ /сут. Н _{дин.} =1412м (М-63,1)	686
5	9 Толон	3221 - 3249	41,96	3220	10,8 м ³ /сут. Перелив.	1077
6	14 Толон	3304 - 3316	40,95	3302	24 м ³ /сут. Перелив.	910
7	19 Мастах	3320 - 3328	45,7	3328	192 м ³ /сут. Перелив. (М-60,022)	1365
8	23 Мастах	3442 - 3454	46,3	3452	11,5 м ³ /сут. Перелив. (М-72,875)	1324
9	25 Мастах	3556 - 3561	45,1	3556	4,8 м ³ /сут. Перелив. (М-87,644)	1070
10	14 Недж	3093 - 3101	44,94	3100	14,8 м ³ /сут. Перелив. (М-72,875)	1521
11	16 Недж	3124 - 3135	43,92	3125	4,8 м ³ /сут. Перелив. (М-90,636)	1394
12	16 Недж.	3107 - 3114	43,76	3109	1,2 м ³ /сут. Перелив. (М-93,355)	1393
13	27 Недж.	3216 - 3222	41,95	3219	2,05 м ³ /сут. Н _{дин.} =1000м(М-91,056)	1113
14	3 Соболох.	3691 - 3706	44,85	3696	1,2 м ³ /сут. Н _{дин.} =1419м	932
15	5 Бадаран.	3800 - 3816	44,32	3800	3.24 м ³ /сут. Н _{дин.} =1417м (М-104,638)	740

Характерные черты присущие пермским газовым залежам, определяются главным образом динамикой подземных вод вмещающего комплекса отложений. Конфигурация контуров выявленных залежей свидетельствует об отсутствии строгого соответствия их положения изолиниям структурной поверхности ПТ. Отмечается общая тенденция смещения на южный склон мегавала залежей на Средневилуйской структуре, частично на Толонской и практически полное отсутствие подчинения структурному плану контуров газоконденсатных залежей наблюдается в пределах Неджелинской и Соболохской площадей. Каждая залежь из перечисленных, имеет свое положение уровня установившихся фазовых контактов с водонапорной системой и величины пластовых давлений, которые закономерно снижаются с востока на запад от Средневилуйской к Соболох-Неджелинской.

Залежи имеют превышение давление относительно гидростатического и надежно изолированы от вышележащего нижнетриасового продуктивного комплекса отложений водо-газоупорной пачкой аргиллитов неджелинской свиты, которая одновременно является верхней границей АВПД. Нижняя граница АВПД достоверно не определена.

К верхней границе АВПД приурочены скопления и концентрация газа в газовых залежах неджелинской свиты и подстилающих отложениях верхней перми. Латеральная направленность релаксации аномальной составляющей пластового давления в южном направлении смещает горизонтальную поверхность фазовых контактов и контролирует их наклонное положение.

Достаточно наглядно характер изменения пластовых давлений, иллюстрирует схема распределения приведенных пластовых давлений верхнепермского комплекса отложений, составленная В.И. Вожовым (1978), [1], подтверждающая факт латеральной направленности и соответственно преобладающей латеральной природе гидродинамической напряженности водонапорной системы пермского комплекса. Несмотря на очевидную схематичность и эскизный характер, схема исключительно точно отражает все нюансы взаимоотношения таких крупных структурных элементов как Хапчагайский мегавал и Линденская впадина (рисунок 1).

Одним из таких принципиальных моментов является наличие высокого градиента давлений (до 20 м на 1 км) и отсутствие на схеме какого-либо проявления или пьезометрического отражения в поле давлений структуры Хапчагайского вала на уровне границы ПТ (пермь-триас).

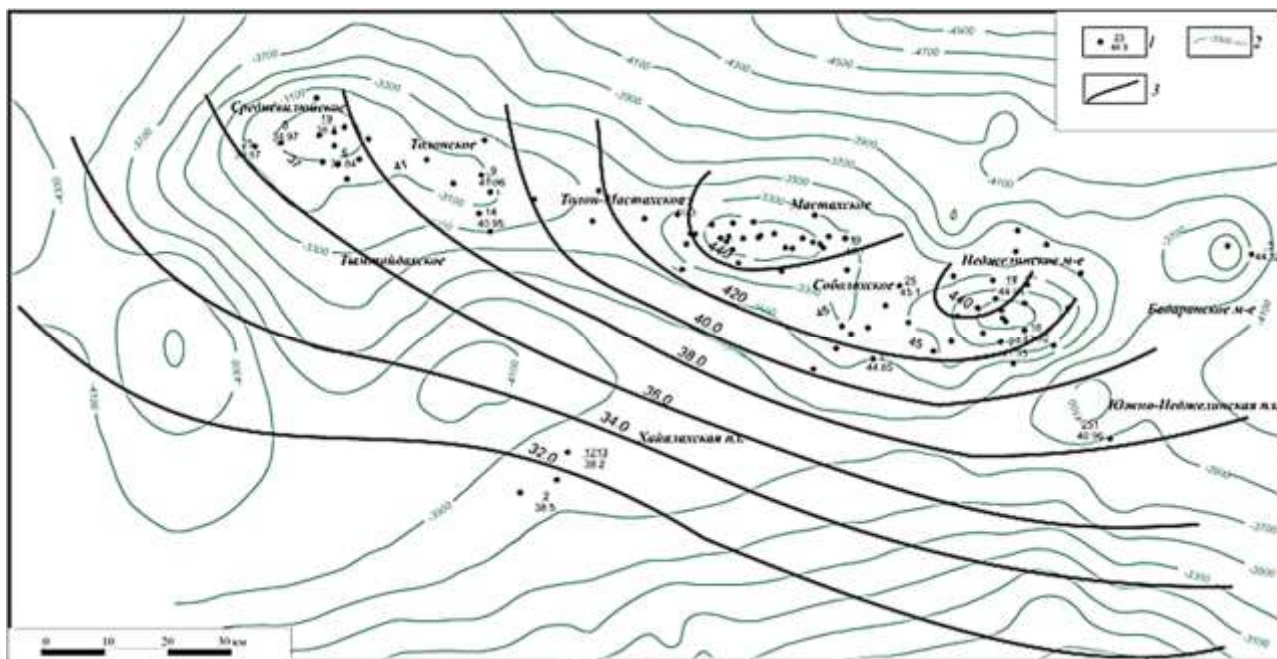


Рис. 1. Схема распределения приведенных пластовых давлений вехнепермского комплекса

Хапчагайского мегавала по В.И. Вожову, 1978 г (с дополнениями Погодаева, Буйдылло, 2018)

Условные обозначения: 1 – номер скважины / значение пластового давления в скважине, МПа; 2 – изолинии глубин структурной поверхности «ГП», м; 3 – изолинии пластовых давлений (МПа), приведенных к отметке -2900 м, по Вожову [1, стр. 372 (рис. 100)].

Исследования, проведенные в процессе подготовки настоящей работы, позволили расширить и систематизировать представления о динамических параметрах пермского водоносного комплекса, включая индивидуальные гидрогеологические особенности формирования и сохранения залежей пермских отложений. В том числе уточнены литологические границы и установлено площадное распространение залежей, приуроченных к интервалу неджелинской свиты.

На основе выше приведенных данных и выполненных стандартных построений, составлена результирующая карта-схема пластовых давлений и контуров пьезоминимумов (рис. 2), иллюстрирующая общее современное положение установленных залежей, а также участки склонов мегавала с возможным размещением залежей внутри предполагаемых контуров пьезоминимумов.

В этой связи значительный интерес представляет характер проявления АВПД в пределах южной границы мегавала, в направлении которой происходит релаксация давления по латерали.

Предположения о возможности существовании такой же как по вертикали, ступенчатого выраженной гидродинамической границы, контролируемой нарушениями разрывного и сдвигового характера основано на тектонической природе Хапчагайского мегавала и отчасти подтверждается результатах бурения на Хайлахской и Южно-Нежелинской структурах. Здесь по данным бурения установлены промышленные и полупромышленные притоки газа и газопроявления. По выполненным замерам пластовых давлений в пермском комплексе отложений, и их значениям, указанные структуры находятся за пределами зоны АВПД Хапчагайского мегавала.

Субширотный Хапчагайский мегавал сопряжен с крупной Линденской впадиной на севере и узким Тангарынским (Южно-Хапчагайским) прогибом на юге. Структура поверхности кристаллического фундамента по данным МТЗ, в районе Ханчагайского поднятия, интерпретируется неоднозначно, что не позволяет окончательно решить вопрос о характере соответствия структур чехла и фундамента. Не исключено, что Хапчагайскому поднятию отвечает широтный разлом в фундаменте, осложненный оперяющими трещинами. Проведенный ранее анализ позволил выделить в пределах рассматриваемой территории Вилуйско-Алданскую систему дислокаций. Наблюдаемые дислокации образованы главным образом в нижнемеловой этап активизации тектонических движений. Однако глубинные разломы, контролирующие строение и развитие рассматриваемой

территории, по всей видимости, являются более древними геологическими образованиями [3]. Проявления тектонического экранирования залежей, связанные с оперяющимися малоамплитудными разрывными нарушениями, можно наблюдать в пределах Мастахского месторождения.

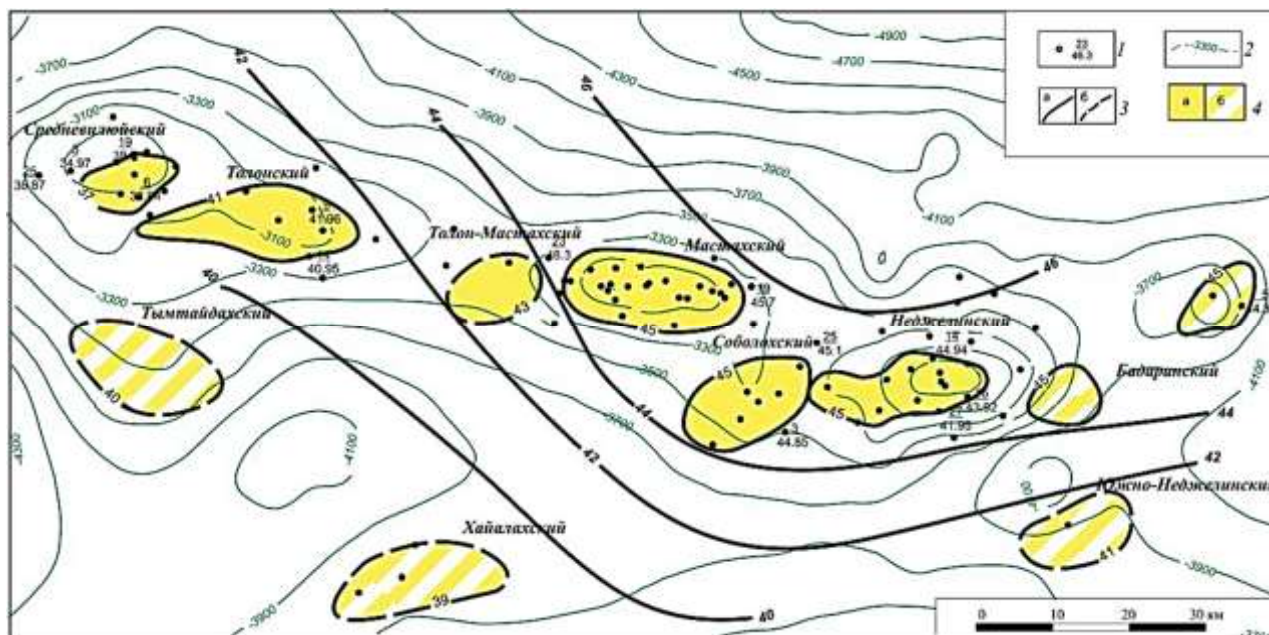


Рис. 2. Карта-схема распределения пластовых давлений в кровельной части верхнепермских отложений Хапчагайского мегавала.

Условные обозначения: 1 – номер скважины / давление, МПа; 2 – изолинии глубин отражающего горизонта ТП; 3 - изолинии пластовых давлений МПа: а - уверенные, б - неуверенные; 4 - залежи газа в контуре пьезоминимума: а-установленные, б-предполагаемые.

По результатам выполненных исследований уточнены существующие представления о гидрогеологических и гидродинамических условиях формирования и сохранности газоконденсатных залежей неджелинского резервуара Хапчагайского мегавала, сформулирован ряд положений и выводов, имеющих принципиальное значение:

- вывод о существовании латерального градиента давлений, проявляющегося в рамках единой гидродинамической системы пермотриасового (неджелинского) резервуара, что потенциально допускает направленное движение пластовых флюидов;
- обоснование наклонных флюидных контактов (ГВК) в пермских залежах, как результат действия латерального градиента давлений;
- представления о трансформации роли Хапчагайского мегавала, из крупной зоны нефтегазоаккумуляции, в территорию транзитного перемещения газа из погруженных частей Вилюйской синклизы к её южному и западному бортам;
- наличие дополнительного источника миграционного потока в направлении южного борта является сопутствующим фактором для образования новых скоплений УВ непосредственно в пределах южного склона Хапчагайского мегавала и на прилегающих территориях.

Литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы. /А.С.Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др.; Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. - 552 с.
2. Погодаев А.В., Ситников В.С., Лысов Б.А. Литологические и гидродинамические особенности газоносности верхнепермских и нижнетриасовых отложений Хапчагайского района Вилюйской нефтегазоносной области. // Геология нефти и газа. –2012.-№ 4 - с. 2-12.
3. Ситников В.С., Спектор В.Б. Вилюйско-Алданская система дислокаций // Геофизические исследования в Якутии. – Сборник научных трудов, Издание ЯФ СО РАН, 1978 г., с. 35–45.
4. Сурнин А.И. Гидродинамика продуктивных горизонтов северо-запада Вилюйской синеклизы // Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа в Сибири. – Новосибирск, СНИИГГиМС. – 1983. - с. 119-125.

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ НЕФТИ - СТРАТЕГИЧЕСКИЙ РЕЗЕРВ РОССИИ

О.М. Прищепа^{1,2}, О.Е. Кочнева², Ю.В. Нефедов²

1. АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург

2. ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург

Обсуждение проектов освоения трудноизвлекаемых запасов нефти в последние годы сводится преимущественно к выделению двух групп: залежей в низкопроницаемых породах, и запасов тяжелой и высоковязкой нефти в традиционных коллекторах.

Прогресс в технологиях добычи, позволяющий вовлекать в хозяйственный оборот все большие запасы нефти, относимые к разнообразным группам трудноизвлекаемых, заставляет все более тщательно подходить как к дифференциации запасов, так и, в существенной мере, оценивать их в зависимости от возможностей применения и наличия в арсенале технологий извлечения, определяющих, в свою очередь, экономические характеристики проектов освоения [1].

Вместе с тем, несмотря на предоставление льгот для трудноизвлекаемых запасов по НДС, распространяющихся на низкопроницаемые вмещающие толщи (баженовская, доманиковская, хадумская свиты) и развитие нескольких специализированных проектов (в том числе крупных компаний – Газпромнефть (проект технологического центра «Баженов»), Роснефть и Лукойл) коммерчески успешных проектов пока нет.

Оценка доли трудноизвлекаемых запасов нефти в месторождениях России варьирует по разным источникам, в довольно широком диапазоне (от 30 до 70 %) (Якуцени, Петрова, Суханов, 2007; Лисовский, Халимов Э.М., 2009; Прищепа, Халимов, 2011), что вызвано отсутствием единого подхода к их определению, многообразием параметров, используемых для оценки этой доли и, что более существенно, принципиально разными условиями освоения групп запасов, относимых к трудноизвлекаемым. Существенное влияние на отнесение запасов к трудноизвлекаемым оказывают новые технологии, применение которых позволяет эффективно осваивать некоторые группы запасов, ранее классифицируемых как трудноизвлекаемые. Так, в «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года», упоминается о 65 %-ной доли трудноизвлекаемых запасов в РФ, при этом ни по одному из классификационных параметров, свидетельствующих об отнесении запасов нефти с теми или иными свойствами к категории трудноизвлекаемых (плотность и вязкость нефти, содержание смол, серы и парафина и др.), такая доля в структуре запасов не отмечается. Очевидно, в силу того, что часто запасы могут быть отнесены к трудноизвлекаемым сразу по нескольким классификационным признакам (тяжелые и высоковязкие нефти, нефти высокосмолистые и сернистые и т.д.), простое суммирование объемов запасов не позволяет получить представление о реальной доле трудноизвлекаемых запасов и их структуре.

Критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым

Наиболее часто упоминаемыми характеристиками, используемыми для отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым являются параметры, непосредственно связанные с качеством углеводородного сырья [5]. Так, согласно «Классификации запасов нефти и горючих газов» выделяются нефти с ухудшенными (с точки зрения возможности освоения) физико-химическими свойствами, к числу которых относятся битуминозные (плотность свыше 0,895 г/см³) и тяжелые (0,871-0,895 г/см³), сверхвязкие (вязкость более 200 МПа·с) и высоковязкие (от 30,1 до 200 МПа·с) нефти, нефти с высокой (более 500 м³/т) или низкой (менее 200 м³/т) газонасыщенностью.

Следующая группа параметров связана с коллекторскими свойствами вмещающих углеводороды толщ. И здесь главными классификационными параметрами является как собственно емкость коллекторов, по сути определяющая объемы запасов в толще, так и такая важная характеристика, как проницаемость, оказывающая непосредственное влияние на режимы разработки и используемые технологии извлечения.

По проницаемости продуктивные пласты делятся на низкопроницаемые (до 100 мД); среднепроницаемые (100-500 мД), высокопроницаемые (более 500 мД).

Выделяется большая группа параметров, также определяющая осложнение разработки и необходимость применения специальных режимов или технологий – это залегание коллекторов на малых глубинах и (или) в зоне многолетней мерзлоты, высокие или крайне низкие внутрипластовые температуры, высокая обводненность извлекаемой водонефтяной жидкости и др.

Единственным в России нормативно-правовым актом, классифицирующим трудноизвлекаемые запасы, являются «Временные критерии отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых», утвержденные приказом Минприроды № 41 от 13.02.1998. Согласно этому документу, «трудноизвлекаемыми следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». Этим же приказом «временно, впредь до разработки соответствующих регламентирующих и нормативных документов» к трудноизвлекаемым были отнесены запасы:

всех типов залежей и месторождений, извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов, обеспечивающих смешивающееся вытеснение нефти;

подгазовых частей тонких (менее 3 м) нефтяных оторочек;

периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины менее предельных для экономически рентабельного разбуривания сетью эксплуатационных скважин.

Структура трудноизвлекаемых запасов

По состоянию на начало 2018 г. в РФ было выявлено 3131 месторождение с залежами, содержащими нефть (рис. 1). Большая часть запасов нефти учтена на месторождениях распределенного фонда недр (97,3 % разбуренных разрабатываемых запасов). Добыча нефти в целом за 2018 г. по РФ составила около 3 % от разбуренных разрабатываемых запасов. В более чем половине многозалежных месторождений нефти (1750) России одна или несколько залежей характеризуются свойствами, позволяющими отнести запасы к трудноизвлекаемым.

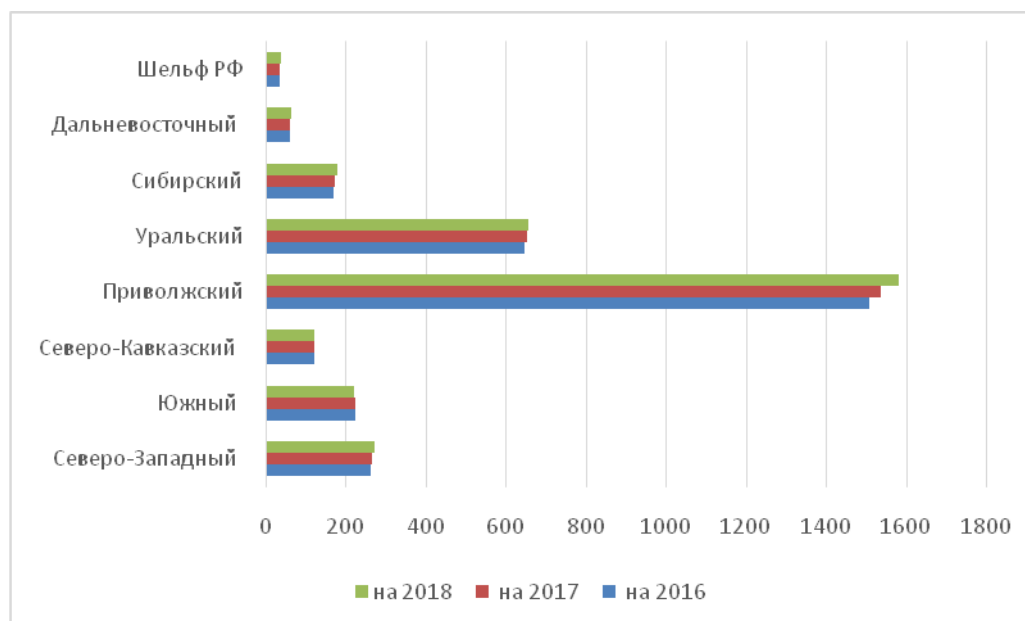


Рис. 1. Динамика месторождений нефти в РФ

По состоянию на 01.01.2018 существенная доля запасов нефти, относится к трудноизвлекаемым. Так, тяжелые (более 0,871 г/см³) и сверхтяжелые (более 0,895 г/см³) нефти составляют около 34 % (6,3 млрд т) от текущих разбуренных промышленных извлекаемых запасов нефти РФ, что в значительной мере отличается от оценок международных экспертов - 13,4 млрд барр. (около 2 млрд. м³) (таблицу 1), вероятно, учитывающим только тяжелые нефти являющиеся высоковязкими и сверхвысоковязкими. При этом наибольшая часть запасов тяжелой и сверхтяжелой нефти в абсолютном выражении сосредоточена в месторождениях:

Уральского ФО (2,9 млрд т, или 45,9 % от всех запасов тяжелой нефти в РФ), в том числе на Ханты-Мансийский АО приходится 1,7 млрд т, Ямало-Ненецкий АО – 0,95 млрд т;

Приволжского ФО – 2, 1 млрд т (33,2 %); Северо-Западного ФО – 0,7 млрд. т (11,1 %) (рис. 2, 3). В месторождениях указанных федеральных округов сосредоточено более 90% запасов тяжелой и сверхтяжелой нефти. Поскольку объемы учтенных в округах суммарных текущих запасов нефти существенно различаются, то и доля запасов, приходящихся в них на тяжелую нефть, составляет в

Уральском ФО - 10,5 %, в Приволжском ФО – 26,8 %, в Северо-Западном ФО – 39,9 %. В Сибирском ФО при относительно небольших объемах учтенных запасов доля тяжелой нефти составляет 14,8 %.

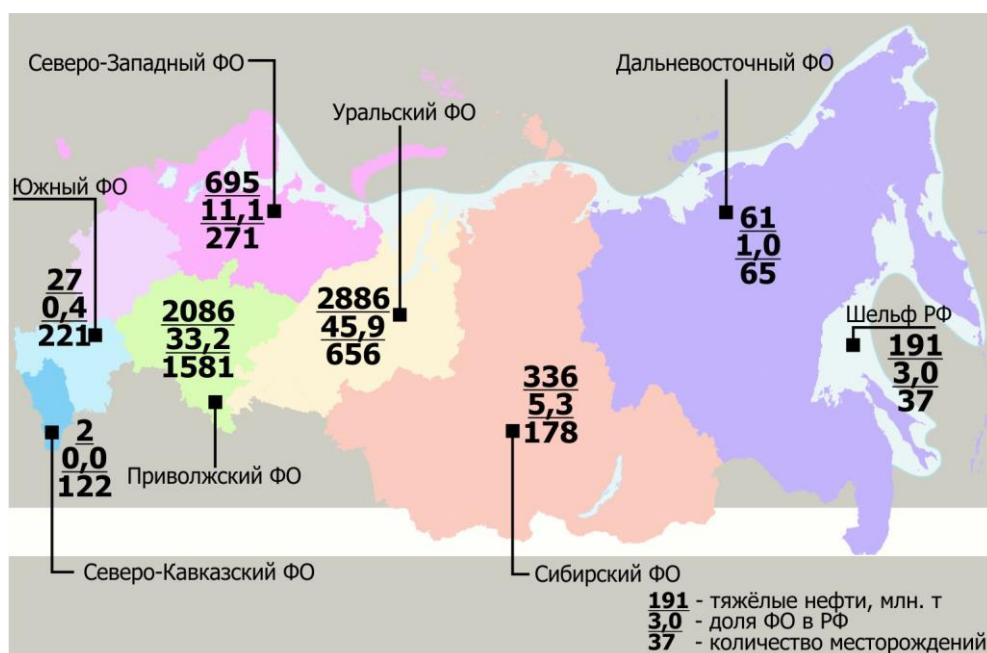


Рис. 2. Распределение запасов тяжёлой и битуминозной нефти по федеральным округам в РФ

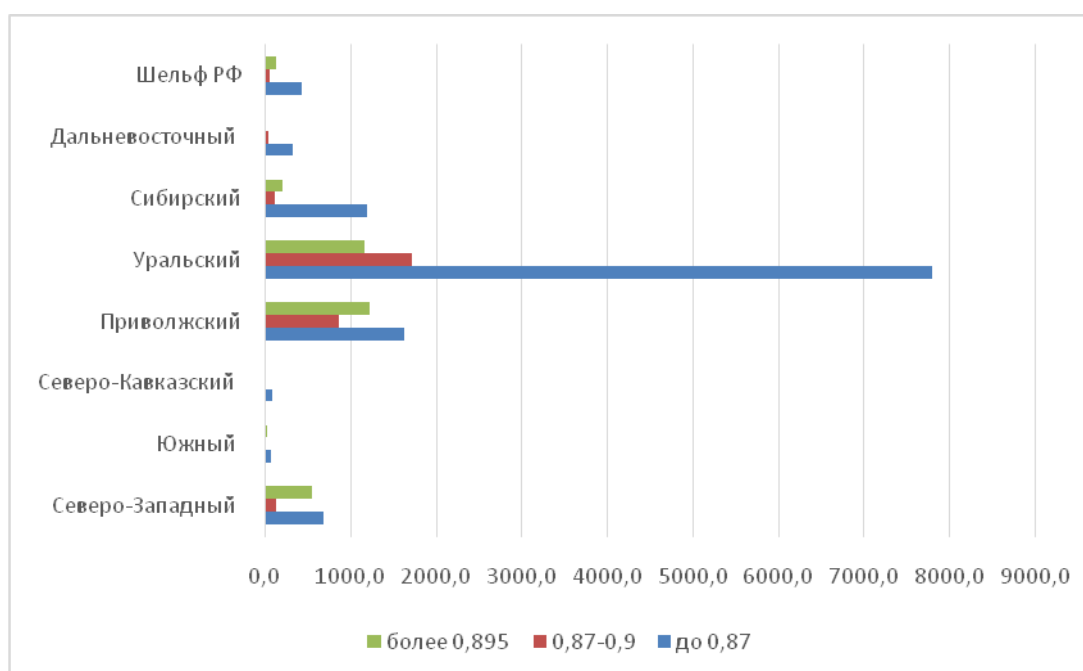


Рис. 3. Распределение запасов нефти по плотности по федеральным округам

По показателю вязкости (при отнесении к группе высоковязких нефти с вязкостью более 30 мПа*с и с учетом того, что по части месторождений сведения по качеству сырья в Государственном балансе не приведены по 1092 млн т извлекаемых запасов, или 6 % от запасов нефти РФ) текущая структура запасов нефти по РФ отличается от структуры распределения ее запасов по плотности. Так, в целом по РФ доля высоковязкой (30,1-200 мПа*с) и сверхвысоковязкой (более 200 мПа*с) нефти составляет соответственно 6,0 и 6,9 % от извлекаемых промышленных запасов, или в сумме 2378,6 млн т. Наибольшая их часть приурочена к месторождениям Приволжского ФО (940,9 млн т, или 39,6 % от запасов высоковязкой нефти РФ), Уральского ФО (902,5 млн т, или 37,9 %), практически все они приходятся на месторождения Ямало-Ненецкого АО (818,4 млн т) и Северо-Западного ФО (426,3 млн т, или 18,1 %) (рис. 4, 5). В структуре же запасов

указанных округов наименьшая доля высоковязкой нефти (8,5 %) приходится на Уральский ФО, наибольшая (25,5 и 31,0 %) – соответственно на Приволжский и Северо-Западный ФО. Также необходимо отметить, что существенная доля запасов месторождений нефти РФ относится к группе повышенной вязкости (10,1-30,0 мПа*с) – 1115,7 млн т, большая часть из которых (892 млн т) сосредоточена также в Приволжском ФО.

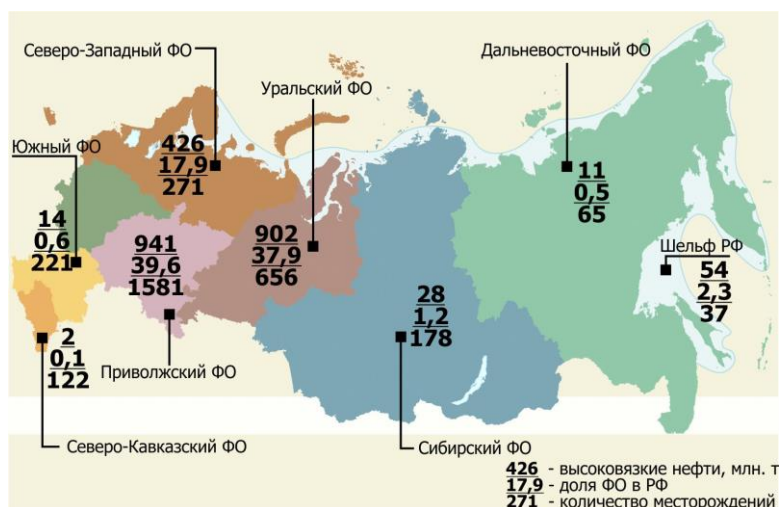


Рис. 4. Распределение запасов высоко- и сверхвысоковязкой нефти по федеральным округам в РФ

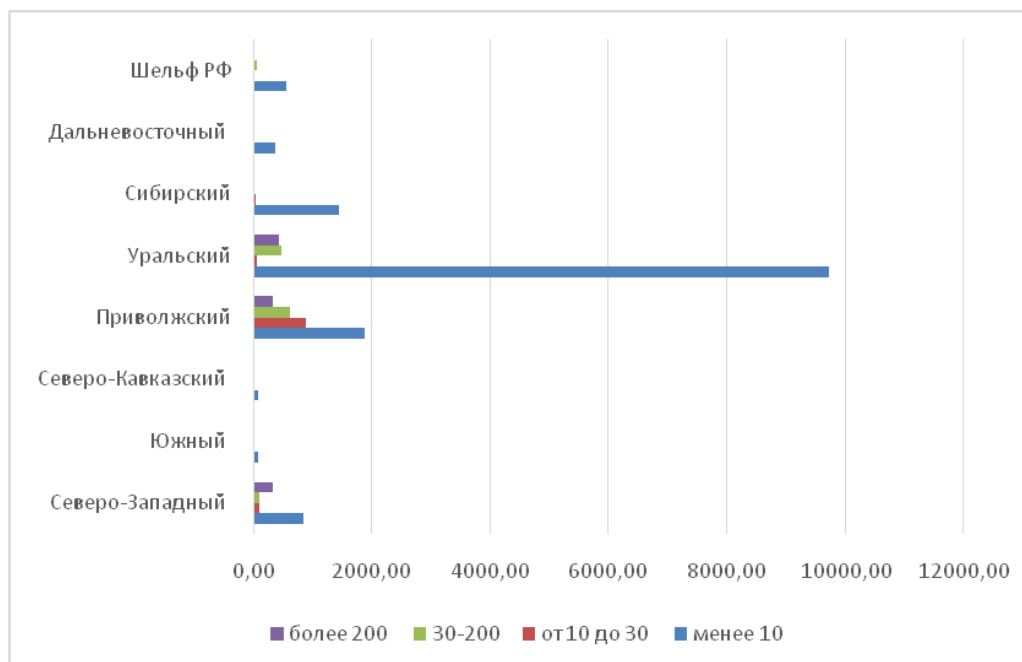


Рис. 5. Распределение запасов нефти по вязкости по федеральным округам

Если рассматривать структуру запасов тяжелой и высоковязкой нефти в разрезе нефтегазоносных провинций (НГП), то большая их часть приурочена к Волго-Уральской (Республика Татарстан и Самарская область), Западно-Сибирской (Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский АО) и к Тимано-Печорской (Республика Коми) НГП. Также существенная доля тяжелой нефти отмечается в запасах месторождений Охотоморской провинции (шельф о. Сахалин), но поскольку они не отличаются высокой вязкостью, то не относятся к трудноизвлекаемым.

Сравнение структуры тяжелой и высоковязкой нефти свидетельствует о существенных отличиях в учтенных запасах нефти по РФ. Объемы тяжелой и сверхтяжелой нефти в запасах месторождений РФ оцениваются в 6,3 млрд т, а нефти повышенной вязкости, высоковязкой и сверхвысоковязкой – в 3,4 млрд т.

С точки зрения условий разработки сверхтяжелые нефти, в пластовых условиях не обладающие высокой вязкостью, по сути, мало чем отличаются от нефтей тяжелых и даже средней плотности. Граница отнесения к трудноизвлекаемым запасам может приниматься по значениям плотности нефти, которая существенно превышает границы отнесения к сверхтяжелым (битуминозным) – свыше 0,91 или даже свыше 0,92 г/см³, что существенно может сократить запасы нефти, относимые к трудноизвлекаемым на основании только показателя плотности, и еще большему соответствию запасов нефти по рассматриваемым характеристикам. При сравнении соотношения запасов сверхтяжелой нефти в РФ (3,3 млрд т) и нефти повышенной вязкости (3,4 млрд т) наблюдается хорошая корреляция, что подтверждается при дополнительном сравнении этих групп по федеральным округам и субъектам. Так, в трех федеральных округах, наиболее значимых по величине запасов тяжелой и вязкой нефти, отмечается следующее соотношение: в Уральском ФО 1172 млн т сверхтяжелой нефти и 902 млн т высоковязкой и сверхвысоковязкой, Приволжском ФО – соответственно 1222 и 940 млн т, Северо-Западном ФО – 559 и 426 млн т. По значимым субъектам РФ это соотношение следующее: в Ямало-Ненецком АО – 913 и 818 млн т, Республике Татарстан – 676 и 569 млн т, Республике Коми – 336 и 355 млн т, Самарской области – 128 и 128 млн т. При смещении границы отнесения запасов к трудноизвлекаемым в сторону увеличения плотности свыше 0,92 г/см³, различия между запасами сверхтяжелой и высоковязкой нефти становятся еще более незначительными. Важно понимать, что несмотря на значительные запасы нефти повышенной плотности, например, в Ханты-Мансийском АО, Ненецком АО, Красноярском крае и Омской области такие запасы не относятся к трудноизвлекаемым в силу того, что нефть не является вязкой.

Таким образом, с точки зрения условий разработки и, соответственно, необходимости применения технологий, существенно влияющих на экономические показатели проектов освоения по совокупности показателей плотности и вязкости нефти к трудноизвлекаемым можно отнести от 3,3 - 3,4 млрд т разбуренных разведанных запасов РФ, что составляет около 18 % от общих запасов.

Наиболее крупными месторождениями с залежами высоковязкой нефти в РФ являются: Русское, Восточно-Мессояхское и Северо-Комсомольское в Ямало-Ненецком АО – соответственно 418, 201 и 147 млн т. (извлекаемые запасы высоковязкой нефти); Усинское и Ярегское в Республике Коми, соответственно, 174 и 130 млн т.

Отдельным вопросом при рассмотрении вопросов освоения залежей трудноизвлекаемой нефти является вопрос содержания серы. Добыча нефти с повышенным содержанием серы требует применения специализированного оборудования, такая нефть требует существенных дополнительных затрат при переработке, и особых условий транспортировки, что сказывается на экономике проектов и ограничивает ее добычу.

Доля сернистой нефти (содержание серы 1,0-3,0 %) в разведанных разбуренных запасах РФ составляет 27,9 %, высокосернистой (более 3,0 %) – 6,0 %, т.е. треть всех разведанных запасов нефти РФ относится к сернистым и высокосернистым. Почти 80 % извлекаемых запасов высокосернистой нефти месторождений РФ (878,2 млн т) сосредоточено в Приволжском ФО (в том числе 511,3 млн т в Республике Татарстан), еще 11,7 % приходится на Уральский ФО (129,3 млн т в Ханты-Мансийском АО). С учетом совместно сернистой и высокосернистой нефти на Приволжский ФО приходится 3050 млн т (82 % всех текущих учтенных запасов округа, в том числе на Республику Татарстан – 910,9 млн т и в Пермский край – 443,9 млн т); на Северо-Западный ФО – 681 млн т (почти 50 % запасов округа).

Рассмотрение свойств вмещающих нефть толщ свидетельствует о том, что в малопроницаемых коллекторах (менее 0,05 мкм²) сосредоточены огромные запасы – 8,2 млрд т или 44,6 % всех запасов нефти категорий A+B1+C1, в том числе в Приволжском ФО – 1,1 млрд т (13,4 %), Уральском – 6,0 млрд т (75 %) и Сибирском – 0,76 млрд т (9,3 %) (рис. 6). На коллекторы с низкой проницаемостью приходится более 56 % текущих запасов Западной Сибири, почти 30 % запасов Волго-Уральской НПП и 17 % запасов нефти Тимано-Печорской провинции.

В подгазовых залежах сосредоточено 1265 млн т нефти, или 6,8 % запасов категорий A+B1+C1, в том числе в Уральском – 650 млн т и в Сибирском ФО – 312 млн т.

Если сопоставить структуру трудноизвлекаемых запасов нефти и добычу из рассматриваемых групп, то наибольшая степень корреляции наблюдается при сравнении объемов нефти в малопроницаемых коллекторах – добыча из них составила 214,5 млн т, или 41,8 %, при доле запасов в таких коллекторах 44,6 %; в подгазовых залежах – соответственно 38,3 млн т (7,5 %) при доле в запасах 6,8 %; для сверхвысоковязкой нефти (с вязкостью более 200 мПа·с) – 8,7 млн т (1,7 %) при доле в запасах 6 %, высоковязкой нефти (с вязкостью более 30 мПа·с) – 30,6 млн т (6 %) при доле в запасах 12,8 %; сверхтяжелой нефти с плотностью более 0,895 г/см³ – 68,8 млн т (13,4 %) при доле в

запасах 18 %, а с учетом тяжелой и сверхтяжелой нефти с плотностью более 0,87 г/см³ – 170 млн т (33,2 % добычи) при доле в запасах 34 %.

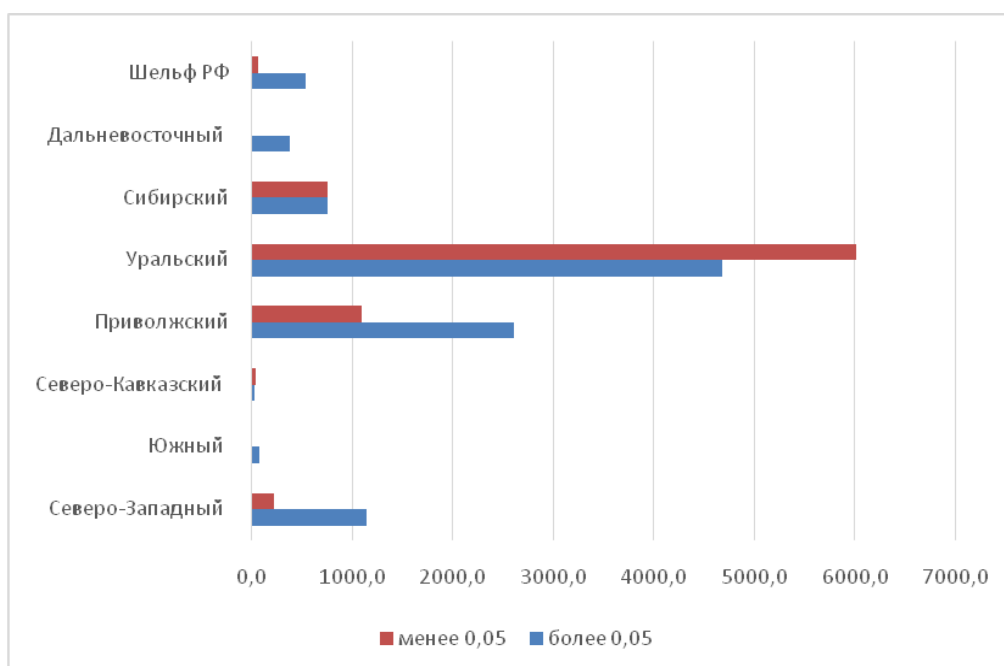


Рис. 6. Распределение запасов нефти по проницаемости коллекторов по федеральным округам

В структуре добычи нефти в РФ в связи с внедрением в производство новых эффективных технологий разработки (гидроразрыв пластов, горизонтальное бурение, тепловые методы и др.) за последние годы существенно выросла доля добываемой нефти из низкопроницаемых коллекторов, подгазовых залежей и тяжелой и сверхтяжелой нефти.

Основными методами разработки являются термические к которым относятся: паротепловое воздействие, внутрипластовое горение, закачка горячей воды, пароциклические обработки призабойных зон добывающих скважин и сочетание этих методов с другими физико-химическими методами (комбинированные методы).

Существенная доля общих запасов месторождений нефти в России, как уже отмечалось, приходится на тяжелые (16 %) и сверхтяжелые (18 %) нефти.

Добывается тяжелая нефть в трех основных нефтяных провинциях: Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской. Во всех регионах добыча тяжелой и сверхтяжелой нефти растет благодаря совершенствованию и применению современных технологий извлечения. Добыча тяжелой нефти из месторождений России в 2017 г. составила 170 млн т (около 33 % от добычи нефти в РФ), что сопоставимо со структурой запасов.

Гораздо более значимым для технологии извлечения и экономических показателей проектов освоения нефти является не ее плотность (по которой классифицируются тяжелые и битуминозные нефти), а вязкость, оказывающая гораздо более существенное значение как на технологию извлечения, так и на транспортировку и переработку. При этом добыча высоковязкой и сверхвязкой нефти в 2017 г. составила около 30 млн т (6 % от добычи по РФ), т.е. в структуре добычи доля высоковязкой нефти в 2 раза меньше чем в структуре запасов.

Прогресс в технологиях добычи в сочетании с льготами по извлечению высоковязкой, сверхтяжелой нефти и нефти из низкопроницаемых коллекторов привел к существенному наращиванию ее добычи (достижению доли в добыче сопоставимой со структурой текущих разведанных запасов) и возможности распространения этого бесценного опыта на другие проекты в России, что существенно поддержит текущую добычу в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Прищепа О., Халимов Э. Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 5. – С. 24-29.
2. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33-35.

3. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – <http://www.ngtp.ru/rub/9/023.pdf>
4. AAPG Energy Minerals Division Bitumen and Heavy Oil Committee Annual Commodity Report, 2018 - Timothy Bata, Steven Schamel, Milovan Fustic and Ravil Ibatulin.
5. Прищепа О.М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2019. - № 5.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ СКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ - НОВЫЙ СТРАТЕГИЧЕСКИЙ РЕЗЕРВ РОССИИ В XXI ВЕКЕ

О. М. Прищепа^{1,2}, А.М. Жарков²

1. АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург

2. ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург

Интерес к изучению потенциала и возможностей добычи из нетрадиционных скоплений УВС определен наряду с достижениями американских проектов «сланцевой» нефти и газа, системой льгот по НДС в связи с низкой проницаемостью коллекторов, предоставленных Правительством РФ.

Наряду с традиционными скоплениями УВС, во вмещающих глинисто-карбонатных высокобитуминозных толщах доманикового типа широко развиты так называемые “непрерывные” скопления трудноизвлекаемых УВ, масштабы нефтегазоносности которых еще предстоит оценить, так же, как и применимость новых технологий освоения.

На территории ТПП выявлено более 120 скважин с различными проявлениями и признаками нефтегазоносности, полученными непосредственно из плотных глинистых пород и аргиллитов доманикового возраста и их аналогов. При этом из карбонатных и карбонатизированных разностей пород, преимущественно рифогенного генезиса, доманиково-турнейского комплекса, установлено более 60 промышленных месторождений УВ.

Наиболее характерной особенностью указанного комплекса является непосредственное примыкание относительно глубоководных зарифовых фаций доманика к карбонатным постройкам, окаймляющим шельфовые острова и образующих протяженные барьерные рифы. Такое геологическое строение позволяет предположить возможность заполнения (аккумуляции) генерированных толщ доманика углеводородов непосредственно в карбонатные одновозрастные породы доманиково-турнейского комплекса. При этом часть их с учетом крайне ограниченных коллекторских свойств транзитных толщ вероятно была сохранена непосредственно в толще генерации, что и находит подтверждение при изучении глинистого доманика.

Условиями, определяющими нефтегазоносность «сланцевых» формаций, являются:

- 1) высокое содержание в формации органического вещества (как правило, выше 2%);
- 2) соответствующая катагенетическая зрелость этого вещества;
- 3) осязаемое содержание в формации пород, способных формировать трещинные коллекторы (примесь кварцевых алевролитов, кремнистого вещества, карбонатов);
- 4) пористость отложений не менее 4-5% («сланец» содержит достаточные для разработки объемы УВ);
- 5) наличие перекрывающих и подстилающих толщ, обеспечивающих удержание УВ флюидов в нефтематеринской формации.

Проведение работ по оценке конкретного «сланцевого» поля предполагает:

1. Локализацию газо-нефтеносного сланцевого бассейна, обобщение геолого-геофизических (в новом районе – проведение полевых) работ: выделение перспективной сланцевой толщи в разрезе, оконтуривание и геометризация толщи по геофизическим данным.

2. Оценку точечных параметров сланцевой толщи по отдельным скважинам - отбор керн по специальным методикам с акцентом на сланцевые толщи; специальные исследования керн (рис. 1): минералогия (XRD-XRF) и петрография, плотность, ТОС и его зрелость, НІ, количество и тип керогена, Ro, газовое окно, изотермический анализ, оценка предрасположенности к трещинообразованию. Также необходимо выполнить увязку данных ГИС и результатов аналитических исследований, выявить зависимости выделенных значимых интервалов «сланцевых» толщ и провести их геометризацию.

3. Построение карт перспективных сланцевых комплексов (мощностей, фациальной изменчивости, ТОС, Ro).

4. Предварительную оценку концентрации рассеянных ресурсов газа и нефти в сланцевых комплексах.

Сегодня в России обсуждается методика подсчета запасов и оценки ресурсов «сланцевых» толщ в рамках подготовки методических документов по количественной оценке и рекомендаций по применению новой классификации запасов нефти и газа.

В связи с введением в действие новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа актуальна задача разработки методики подсчета запасов УВ в низкопроницаемых (ниже 4 мД) «сланцевых» толщах. Такая методика позволит унифицировать подход к оценке и получить более обоснованные представления о реальном потенциале нефтегазоматеринских и сопряженных с ними коллекторских низкопроницаемых («сланцевых») толщах.

В настоящее время наиболее обсуждаемыми являются два подхода к оценке ресурсов углеводородов «сланцевых» скоплений. Оба применяются для оценки традиционных углеводородных скоплений: стандартный объемный метод и объемно-генетический метод (с модификациями применения балансовой модели или бассейнового моделирования). Отличием первого метода от оценки традиционных скоплений является вовлечение в эффективные толщины низкопоровых и низкопроницаемых коллекторов, а также применение разграничения пластов с подвижной и неподвижной нефтью. Второй подход, основанный на оценке объемов возможной генерации УВ из нефтегазогенерирующей толщи, оценке объемов, покинувших толщу генерации (эмиграции), и возможностей сохранения (остаточной нефти) непосредственно в толще генерации или в граничащих с ней низкопоровых толщах, не являющихся транзитными для образованных УВ, находит все большее применение.

Во ВНИГРИ в содружестве с Санкт-Петербургским Горным Университетом завершен цикл исследований, направленный на анализ применяемых методов оценки потенциала высокобитуминозных толщ, относимых к отложениям доманикового типа на территории России, а также уточнению подходов к оценке на базе новых данных.

Выполненные исследования показали, что по коэффициенту битуминозности фактически невозможно судить о сингенетичном или эпигенетичном характере органического вещества в различных литотипах доманикитов. Получаемые значения S_{org} и ХБА, % β ХБА не дают четких представлений об истинном характере содержания исходного органического вещества (в пределах разных литотипов доманикитов). Так, например, значения битумоидного коэффициента для известняков и кремнистых сланцев оказываются фактически идентичными, а разброс его значений для кремнистых разностей даже выше, чем для сланцев. Однако сами карбонатные породы не относятся к нефтематеринским, они лишь аккумулируют органическое вещество, генерированное из обогащенных органическим веществом глинистых пород. Таким образом, характеристика доманикоидных пород по содержанию органического вещества в разных литотипах, за исключением сланцев, весьма условна и неоднозначна. В связи с этим на текущий момент важной задачей остается установление сингенетичного или эпигенетичного характера битумоидов.

Под руководством Баженовой Т.К. во ВНИГРИ выполнена оценка остаточной нефти в наиболее значимых нефтегазогенерирующих материнских толщах России. Суммарные масштабы «остаточной нефти» в доманиковой формации Тимано-Печорского НГБ, согласно этой работе, оценены в 176,5 млрд т (58,6 млрд т - D_3dm ; 117,9 млрд т - $D_3f_3-C_{1t}$). Указанные цифры свидетельствуют об объемах сгенерированных, но не эмигрировавших из толщи генерации (рассеянных в толще генерации) углеводородов (табл. 1). Понятно, что они никак не отражают возможностей перевода ресурсов в запасы, никак не связаны с технологией и возможностями извлечения и, соответственно, никак не отражают добычный потенциал из «сланцевых» скоплений.

Оценки ресурсов УВ сланцевых материнских формаций России

Формация, провинция	Остаточное количество нефти в формации, млрд т (по Т.К. Баженовой, 2015)	Технически извлекаемые ресурсы (по О.М. Прищепе, 2014)		Возможные нефть и газ нефтегазовой системы (по Ahlbrandt et al., 2005)	
		нефти, млрд т	газа, трлн м ³	нефти, млрд т	газа, трлн м ³
Доманиковская формация:	176,5	5,3	4,6	2,03	1,67
Волго-Уральская провинция	758,0	6,5	3,5	3,25	2,35
Куонамская формация	250,0	1,7	11,2	-	-
Баженовская формация	1700,0	26,45	9,38	15,7	4,7
Хадумская/Майкопская свита	197,0	-	-	4,5	5,9

Оценка генерированных, первично мигрировавших, но оставшихся в толще генерации «созревших» УВ может быть осуществлена с учетом зональности катагенеза (для оценки фазового состава), выявления и оценки доли сингенетических и эпигенетических битумоидов в толще и учета эффективного порового и порово-трещинного пространства. Таким образом, комбинированный способ базируется на стандартном объемном и усовершенствованном объемно-генетическом методах оценки ресурсов.

Разница в объемах УВ, сохранившихся в толще в рассеянном состоянии после эмиграции, и объемов сгенерированных УВ, обладающих признаками подвижности и находящихся в поровом пространстве (в том числе образованном за счет генерации УВ), может быть оценена с помощью параметров оценки низкопоровых коллекторов.

Работами по доманику Тимано-Печорской провинции установлено, что важнейшие параметры, используемые для оценок ресурсов низкопоровых и низкопроницаемых толщ, весьма изменчивы как в разрезе, так и по простиранию толщ. Так, содержание Сорг. широко варьирует на относительно небольших расстояниях (на удалении менее, чем 1 м в разрезах скважин Тимано-Печорской провинции в доманиковой формации фиксируются вариации содержания от десятых долей процента до свыше 12 процентов). Прямые замеры катагенетической преобразованности ОВ как по витриниту, так и по ИК-Спектроскопии свидетельствуют о существенной изменчивости данных, полученных для разных литотипов.

Соответственно, оценки плотностей генерации, полученные из осредненных на общую толщину значений, не позволяют получить представление о реальном потенциале толщ и, тем более, о выделении в разрезе наиболее перспективных участков.

Данные полученные при совместном изучении емкостных характеристик образцов керна «плотного» доманика без разрушения образцов и экстрагированных из него битумоидов свидетельствуют о значительной эффективной емкости (от 2 до 5%), занятой экстрагируемыми битумоидами и существенном различии в объеме вытяжки, полученной холодным способом из неразрушенных образцов (от 20 до 70%) и вытяжки из разрушенных (при проведении пиролиза) образцов. Указанные различия заставляют с одной стороны более оптимистично относиться к коллекторским свойствам доманикиитов, а с другой - более осторожно воспринимать результаты оценки потенциала, полученные при пиролизе.

Указанные неоднородности распределения содержания органического вещества и степени его зрелости в доманиковых толщах определяют необходимость применения новых методических подходов для выявления, характеристики и оценки зон генерации и аккумуляции углеводородов.

С целью внедрения этих подходов разрабатывается ряд методов, которые необходимы для реализации алгоритма изучения сланцевых и доманикоидных толщ.

1. Метод определения зон генерации углеводородов на основе сопоставления данных скважинного каротажа и свойств органического вещества керна.

2. Оптико-спектроскопический метод оценки термической зрелости органического вещества сланцевых и доманикоидных пород.

3. Способ оценки плотности генерации и эмиграции углеводородов на основе данных пиролиза и результатов оптического исследования органического вещества пород.

4. Метод томографического изучения емкостного пространства образованного и занятого подвижными битумоидами, сингенетичными толще.

Применение указанных методов позволит оценить степень преобразованности органического вещества, оценить общий генерационный потенциал пород, плотности генерации, эмиграции углеводородов и остаточных генерированных углеводородов.

Следует отметить, что успешность применения методов всецело зависит от уровня детальности отбора керна в скважине. Разработанные методы позволяют получить необходимую детальность благодаря возможности получения данных на основе не только керна, но и шлама.

Предложенную методику можно использовать как основу создания инструмента для получения надежной и более обоснованной оценки различных «сланцевых» объектов, перспективных на поиски нетрадиционных углеводородов.

Литература

1. Аверьянова О.Ю., Морариу Д. Вариативность оценок углеводородного потенциала нефтегазовых систем // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/32_2016.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/32_2016

2. Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - № 4. - http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

3. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ - резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О.М. Прищепы. - СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. - 323 с. - Труды ВНИГРИ.

4. Прищепа О.М. Проблемы воспроизводства запасов углеводородов: арктический шельф и (или) трудноизвлекаемые запасы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. - №1-2. – С.18-34.

5. EIA - U.S. Energy Information Administration. (Дата доступа: март 2013). - URL: <https://www.eia.gov/>.

6. Прищепа О.М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2019. - № 5.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЯЗАНО-САРАТОВСКОГО МЕГАПРОГИБА

А.А. Пятаев

ООО «Геосистемы», Саратов

В пределах Волго-Уральской НГП осталось не так уж много участков, с которыми еще можно связывать перспективы приращения значимых ресурсов углеводородов. Прежде всего, к таким участкам относится территория Рязано-Саратовского мегапрогиба и его обрамления. Наиболее перспективным на предмет поисков месторождений углеводородов, по мнению автора, является верхнепротерозойско-верхнедевонский терригенно-карбонатный комплекс. Протерозойские отложения здесь присутствуют в зонах грабенообразных прогибов, в которых положение поверхности кристаллического фундамента определяется недостаточно надежно.

Структурные элементы, составляющие мегапрогиб в совокупности, представляют систему отдельных выступов фундамента, разделенных узкими, большой протяженности прогибами. Большинство этих выступов фундамента разделено разломами и занимает в структурном плане различное гипсометрическое положение. Расположение структурных элементов осадочного чехла и их простираие в значительной степени определяется структурой фундамента. Простираие большинства флексур и других линейных дислокаций подчинено общему северо-западному направлению простираия Рязано-Саратовского мегапрогиба [2].

По поверхности кристаллического фундамента Рязано-Саратовский мегапрогиб имеет четкое выражение. Краевые части мегапрогиба представляют собой систему сбросов, погружающихся в центральную часть грабена до глубины 4200 м. Рязано-Саратовский мегапрогиб, как четко выраженная геоструктурная зона, в юго-восточном направлении прослеживается до Аткарского выступа фундамента. Далее он распадается на две ветви, каждая из которых имеет перпендикулярное положение к простираию бортов Рязано-Саратовского мегапрогиба. Эти ветви контролируют положение раструба, находящегося на юго-восточном продолжении мегепрогиба. На территории данного раструба выделяются выступы фундамента, в пределах которых додевонские отложения отсутствуют (Карамышский, Золотовско-Каменский), подобно тому, как и на Аткарском выступе. Сводовые части Степновского и Пугачевского выступов фиксируются сокращенной мощностью додевонских отложений.

По поверхности терригенного девона прослеживается унаследованность структурных планов. Четко выделяется Тепловская впадина между Аткарским выступом и Степновским сложным валом. Все выделяемые прогибы отражены увеличением мощности терригенного девона. Выделяемый между Степновским сложным валом и Балаковской вершиной Марковский палеопроегиб имеет несколько иную характеристику. Увеличенная в его центральной части мощность отложений терригенного девона обусловлена не конседиментационным разрастанием мощности отдельных горизонтов, а сокращением стратиграфической полноты разреза снизу и сверху при приближении к Степновскому сложному валу и Балаковской вершине (рис. 1) [4].

Рязано-Саратовский мегапрогиб до настоящего времени остается малоизученным или практически неизученным современными геолого-геофизическими методами разведки и глубоким поисковым бурением. На сегодняшний день по-прежнему смутными остаются представления о геологическом строении комплексов отложений верхнепротерозойской эонотемы (PR₂) и палеозойской эратемы (PZ). Не установлены основные типы локальных нефтегазоперспективных объектов для этой территории в целом, не выполнено районирование по зонам преимущественного распространения ловушек УВ различного генезиса, не решен вопрос о гипсометрии поверхности кристаллического фундамента, и т. д. [5]

Многие исследователи в том числе: Абрамов В.А., Даньшина Н.В., Денцкевич И.А., Левин Л.Э., Навроцкий О.К., Писаренко Ю.А., Постникова И.Е., Сейфуль-Мулюков Р.Б., Федоров Д.Л., Шебалдин В.П., Шорников Б.Я. и др. считали данную территорию весьма перспективной для поисков залежей нефти и газа в позднепалеозойском комплексе.

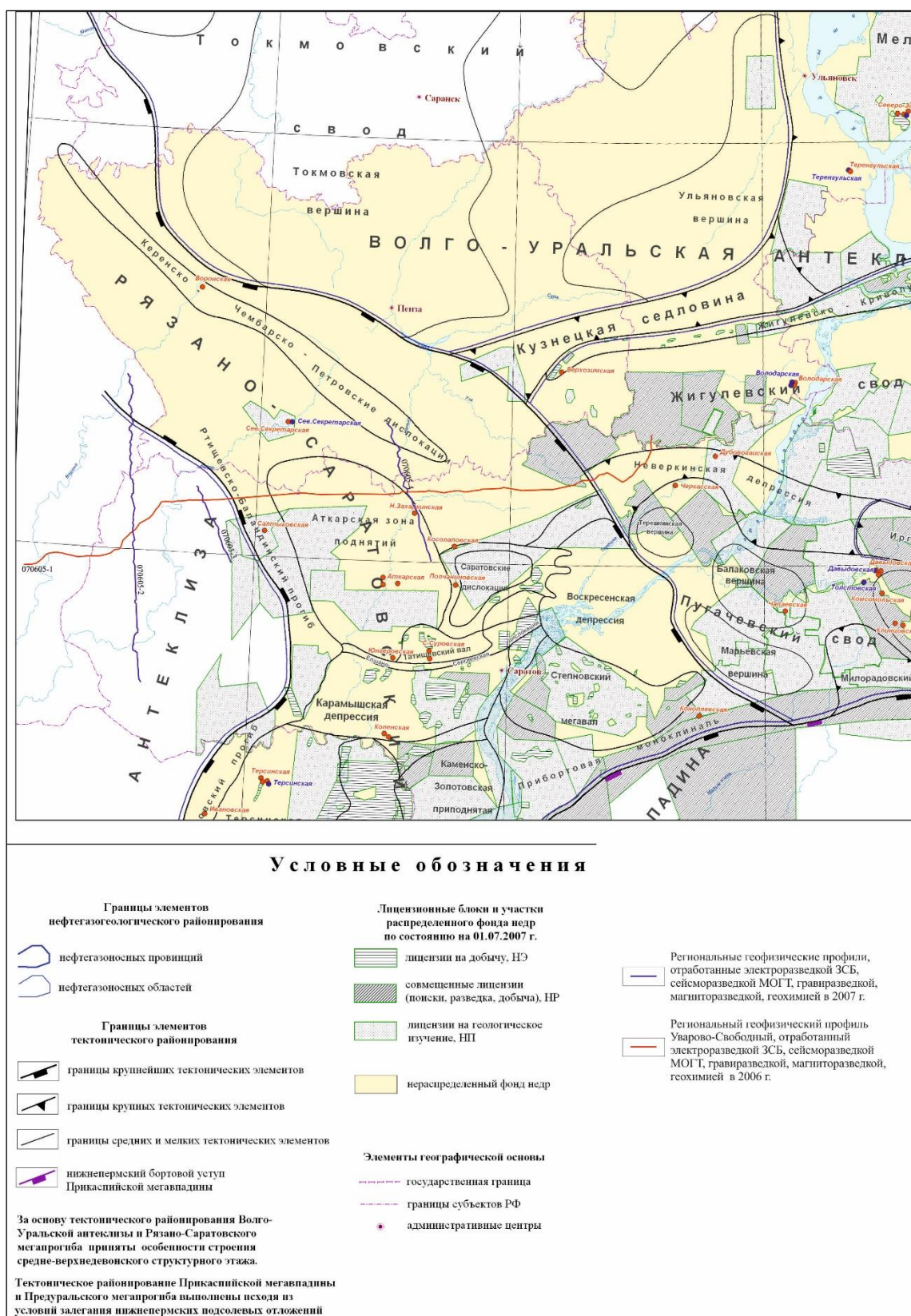


Рис. 1. Тектоническая схема территории зоны сочленения Воронежской антеклизы, Рязано-Саратовского мегапрогиба и Волго-Уральской антеклизы
(Составлено: по материалам ФГУП «НВ НИИГТ» 2009 г.)

В геологическом строении рассматриваемой территории выделяются два структурных этажа. Нижний этаж складывается породами кристаллического фундамента дорифейского возраста, верхний –

породами осадочного чехла протерозойского (рифей-венд) палеозойского и мезозойского - кайнозойского возраста.

Осадочный чехол в пределах рассматриваемой территории в сравнении с сопредельными площадями отличается значительной сложностью строения. В большинстве своем комплекс осадочных пород позднепалеозойского возраста, формирующие грабены, сильно дислоцированы. Характерной геологической особенностью данного комплекса является блоковое строение, во многом унаследованного от кристаллического фундамента (рис.2, 3) [6].

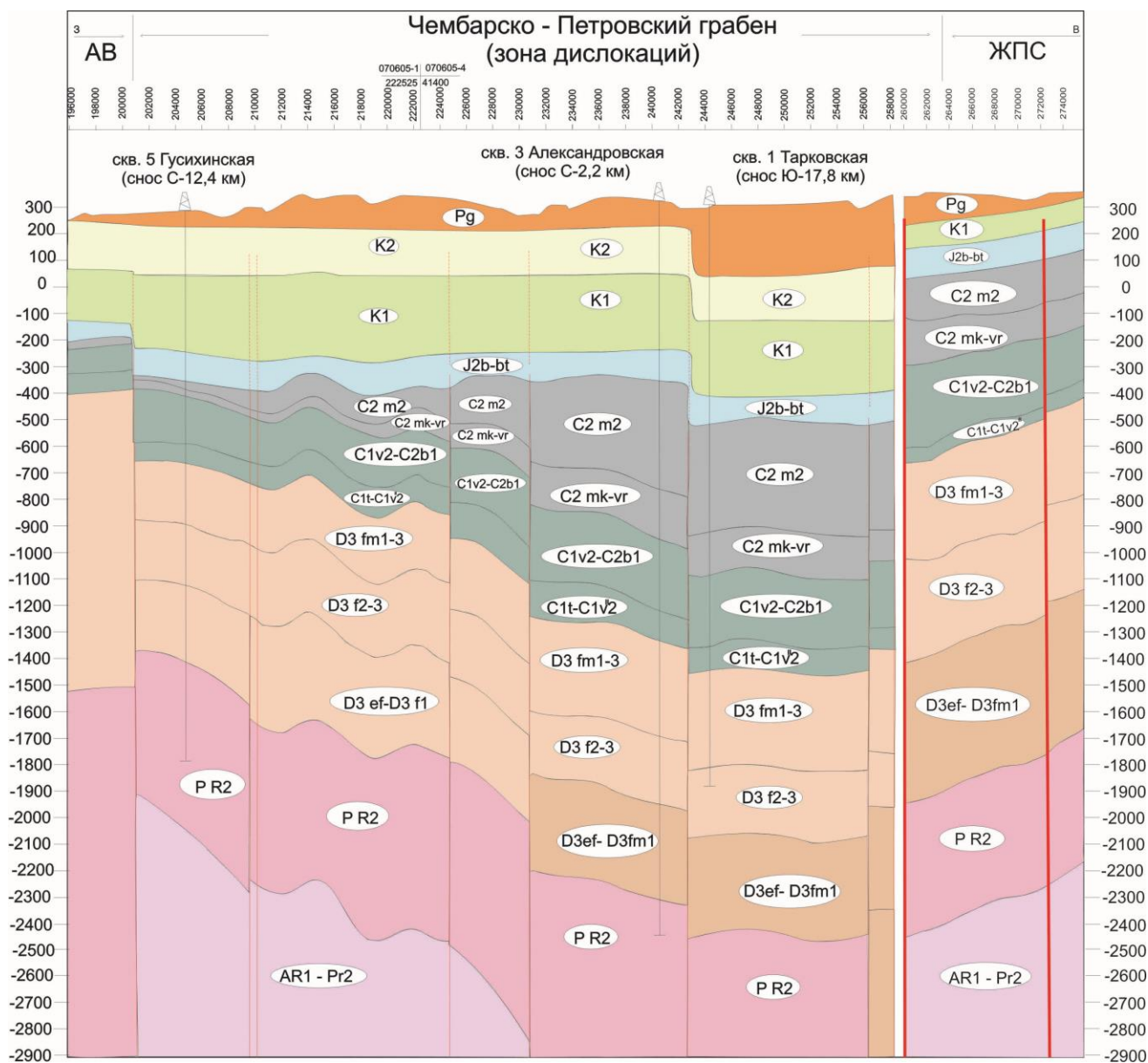


Рис. 2. Фрагмент сейсмогеологического разреза по линии геофизического профиля 070605-01 (Уварово-Свободный)

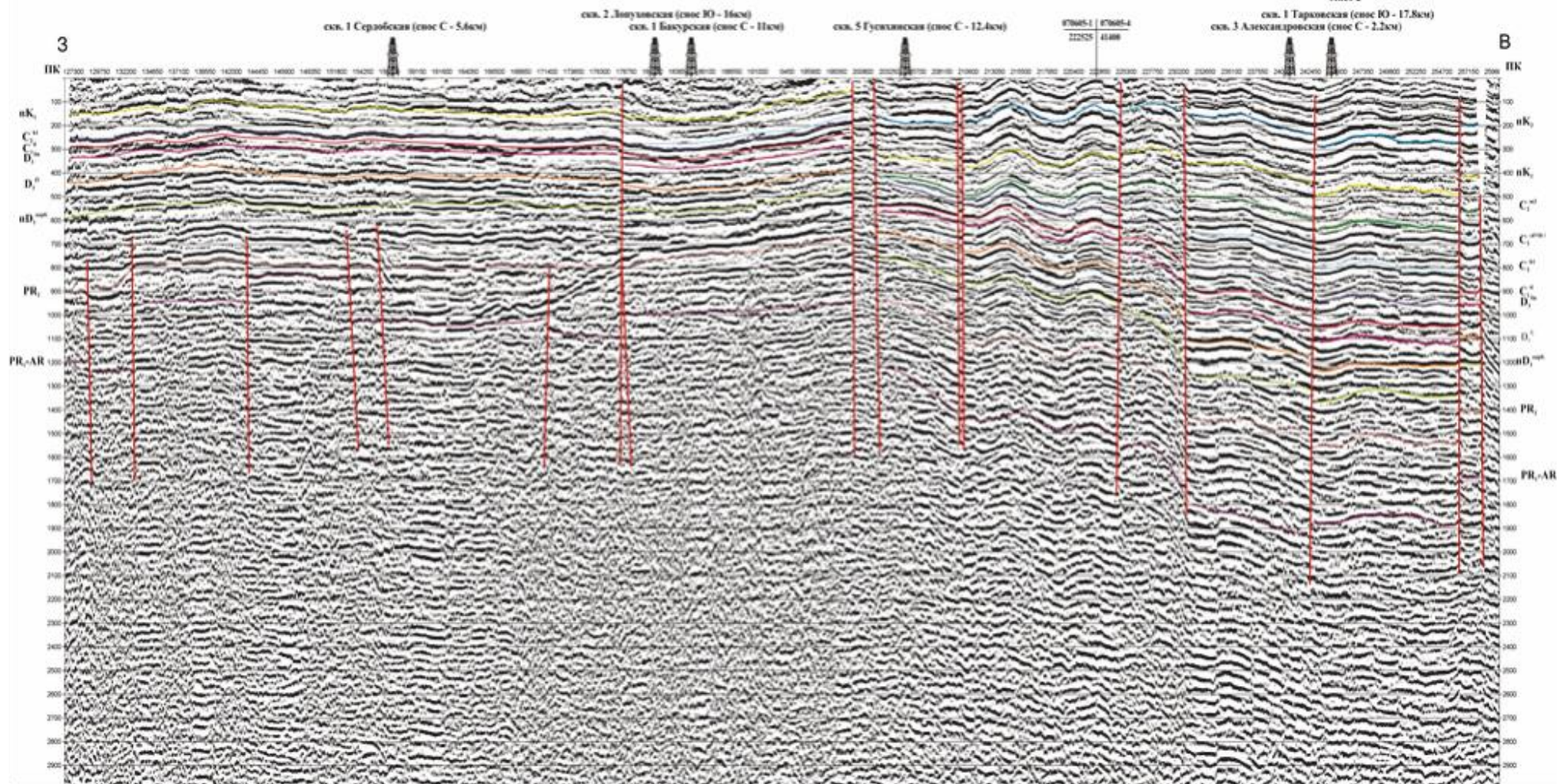


Рис. 3. Фрагмент временного разреза сеймопрофиля 070605-01 (Уварово-Свободный)

Опоискование залежей углеводородов в грабен образующих зонах является весьма сложным из-за их сложного геологического строения. Имеющиеся на сегодняшний день материалы бурения по рассматриваемой территории свидетельствуют о том, что наиболее значительные изменения мощностей осадочных толщ происходят здесь на уровне терригенных интервалов девона и низов его карбонатной части. Для данной территории характерен консидиментационный характер изменения мощностей девонской части разреза, и не характерно проявление угловых несогласий. Здесь, как и на сопредельной волгоградской территории, дифференцированные складко формирующие тектонические движения раннефранской, петинской и волгоградской фаз тектогенеза происходили на фоне общего погружения всех территорий прогибов Рязано-Саратовской системы.

Прогибы девонского времени формирования могли претерпеть возвратные инверсионные подвижки, подобно прогибам Уметовско-Линевской депрессии, формируя впоследствии единую систему валов. Так, например, северо-восточнее рассматриваемой территории в данную систему входит Волго-Сокская впадина, с соответствующим ей современным инверсионным валом (Сокская седловина). На девонском этапе формирования осадочного чехла территория Рязано-Саратовской впадины характеризовалась сложными палеогеографическими условиями, что отразилось в присутствии здесь палеопрогибов и палеоподнятий [8, 10]. Определенный вклад в процесс усложнения строения ловушек могли вносить и разрывные тектонические нарушения, в первую очередь мезозойско-кайнозойского времени заложения. Нарушения могли являться как проводящими зонами для потока УВ, так и запирающими экранами. Асимметрия современных валов и палеопрогибов не исключает возможности проявления здесь не только вертикальных тектонических подвижек, но и наклонных (вплоть до горизонтальных) сдвигов. В зонах прогибов широко распространены значительные по мощности, и характеризующиеся высокими коллекторскими свойствами, пласты песчаных пород воробьевского, ардатовского и пашийского горизонтов, с которыми как раз и могут быть связаны залежи УВ в структурных и литологически ограниченных ловушках (рис. 4) [12].

Отсюда следует - учитывая активное консидиментационное формирование девонских палеопрогибов, значительные изменения мощностей и литолого-фациального состава отложений на уровне различных стратиграфических интервалов в дофаменской части разреза, а также отсутствие сколько-нибудь значительных поверхностей стратиграфических и угловых несогласий, в вопросе определения для рассматриваемой территории новых направлений нефтегазопроисловых работ целесообразно акцентировать внимание, в том числе и на поисках скоплений углеводородов в рифогенных и литологически экранированных ловушках.

В этом плане территория Саратовского Правобережья является на сегодняшний день фактически не изученной. Наибольший стратиграфический диапазон рифообразования (средне-позднефранское время) характерен для бортовых зон палеопрогибов, а в пределах их обрамления этот диапазон, как правило, существенно сокращается (до семилукского). Проводя аналогию в строении этих территорий с сопредельными территориями Волгоградской области (прежде всего с зоной Уметовско-Линевской депрессии), необходимо при проведении здесь поисково-разведочных работ на нефть и газ уделять особое внимание вопросу выявления и картирования девонских палеопрогибов, бортовые части которых могут быть осложнены локальными объектами рифового генезиса (рис. 5, 6).

Условные обозначения: 1 - песчаные породы; 2 – алевролиты; 3 – аргиллит известковистый; 4 - аргиллит; 5 - глина; 6 - известняк; 7 - известняк глинистый; 8 - доломит; 9 - доломит глинистый; 10 - известняк доломитизированный; 11 - мергель; 12 - известняк загипсованный; 13 - сланцы; 14 - породы кристаллического фундамента; 15 - интервал отбора керна, возраст пород, номер скважины, где были определены органические остатки; 16 - интервал отбора керна, возраст пород, номер скважины, где были определены растительные остатки; 17 - репер кыновского горизонта; 18 - репер старооскольского горизонта; 19 - репер воробьевского горизонта; 20 - репер мосоловского горизонта.

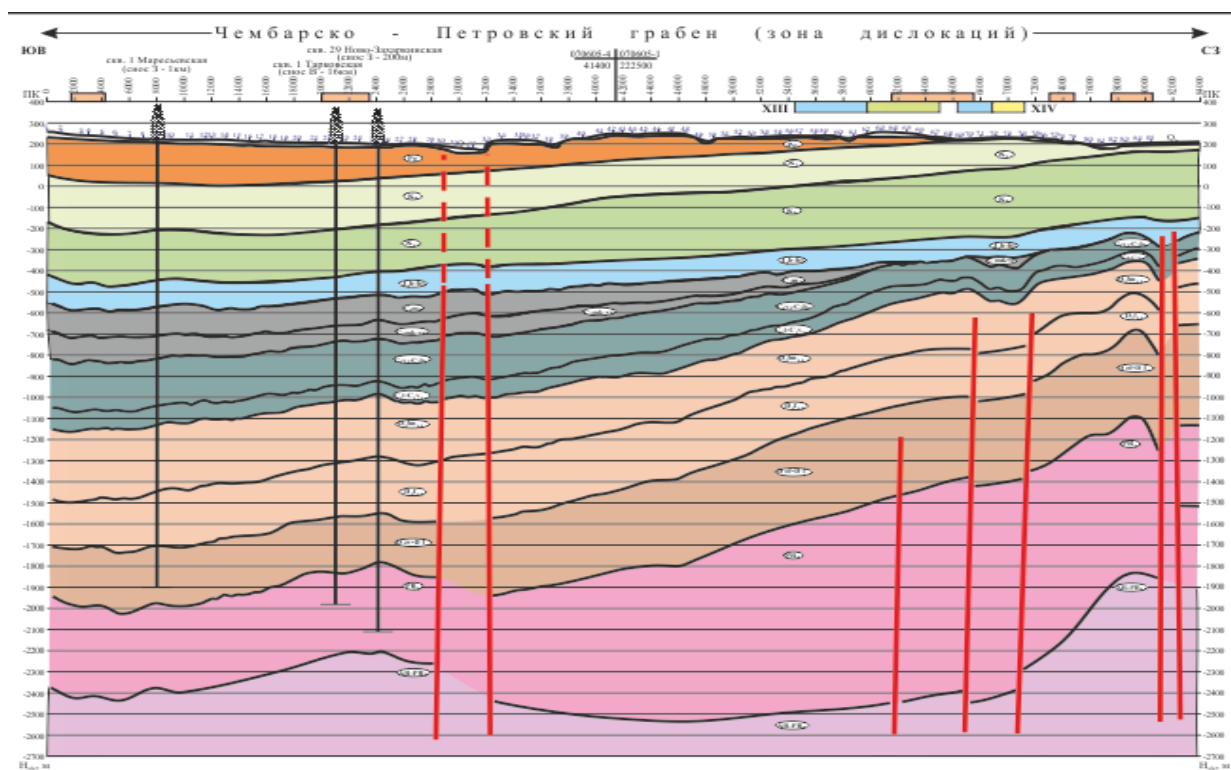


Рис. 5. Сейсмогеологический разрез по линии профиля № 070605-4

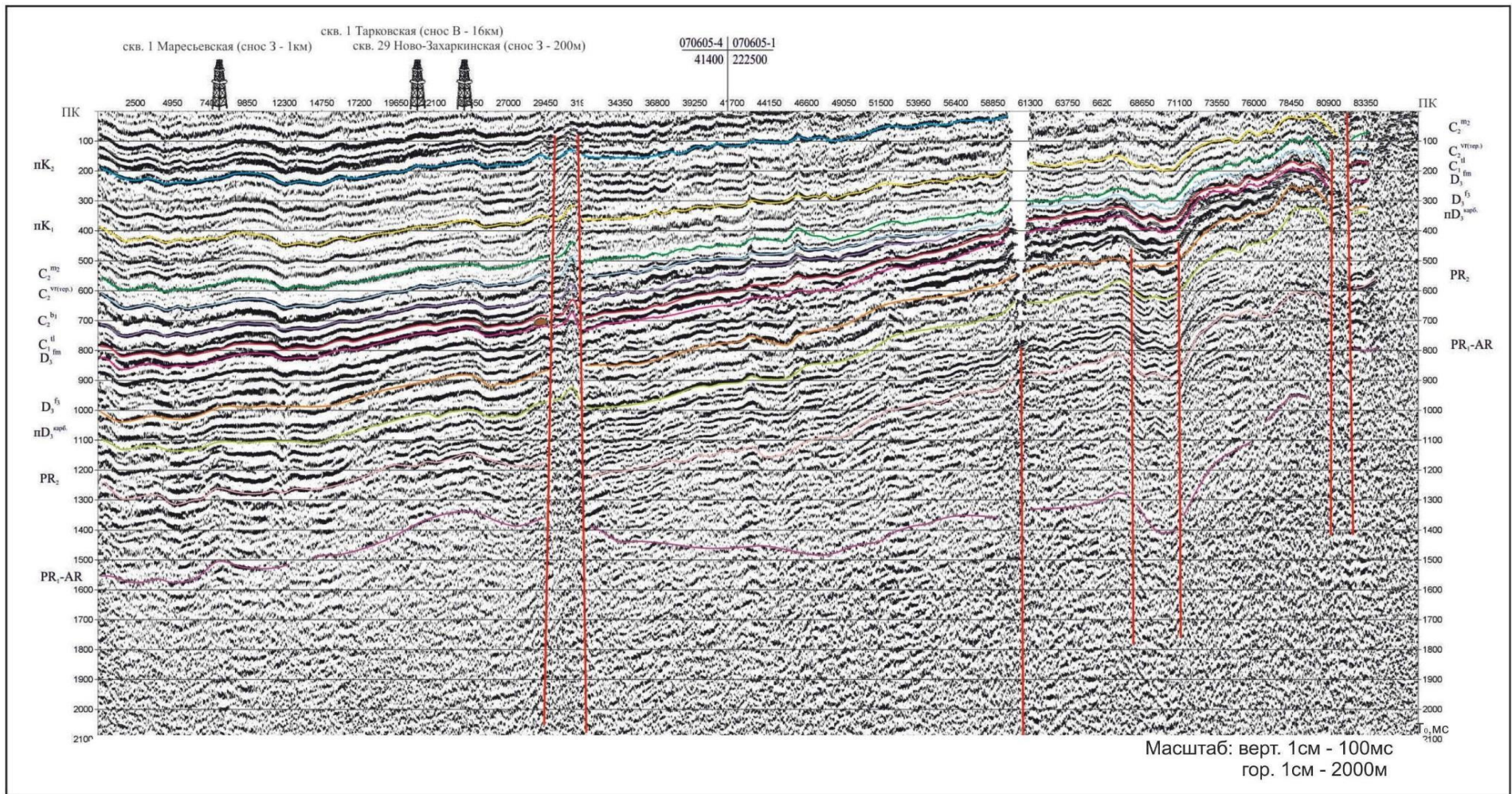


Рис. 6. Временной разрез по линии сейсмопрофиля № 070605-4

Не исключается также возможность развития в их пределах одиночных внутривпадинных карбонатных построек. Над карбонатными постройками могут существовать структуры облекания по каменноугольным отложениям. Подобно тому, как это развито в пределах Уметовско-Линевской впадины, в ее бортовой зоне и в ближайшем обрамлении, данные структуры облекания могут формировать ловушки УВ в визейской части разреза. Выделяемые здесь под бурение локальные объекты должны более тщательно оцениваться как с позиций палеотектонического и литолого-фациального анализа, так и с точки зрения их современной структурной выраженности [6]. В настоящее время по данным А.С. Саблина и Ю.М. Львовского в пределах Уметовско-Линевской впадины и прилегающих районах из 28 открытых месторождений 24 связаны с органогенными постройками. Начальные запасы нефти только в евланово-ливенских отложениях составляют 70 млн.т. Открыто два газоконденсатных месторождения с суммарными запасами газа около 2 млрд. м³ и конденсата 0.5 млн. т. Нефтяное месторождение, связанное с Памятно-Сасовкой органогенной постройкой содержит начальные запасы более 45 млн. т. Белокаменное и Котовское месторождения характеризуются запасами в 7.5 и 5.5 млн. т соответственно. Запасы остальных органогенных построек в основном меньше 500 тыс. т.

В зонах прогибов широко распространены значительные по мощности, и характеризующиеся высокими коллекторскими свойствами, пласты песчаных пород воробьевского, ардамовского и пашийского горизонтов, с которыми, по мнению автора, как раз и могут быть связаны залежи УВ в структурных и литологически ограниченных ловушках. Так в скважине № 29 Ново-Захаркинской в интервале 1820 – 1825 м и 1840 – 1850 м, приуроченного к отложениям тимано-пашийского возраста верхнего девона, выделяется пласты – коллекторы с $K_n > 75\%$. В интервале 1865 – 1880 м, приуроченного к отложениям ардамовского возраста среднего девона, пласт-коллектор так же имеет характеристику $K_n > 75\%$ (рис. 6).

В западной части изучаемой территории полностью исключать возможность формирования залежей УВ за счет латеральной миграции также преждевременно. К западу от Ягоднополянской и Полчаниновской площадей в пределах рассматриваемой тектонической зоны открыто мельчайшее по запасам Глазуновское нефтяное месторождение, а к югу от него Папановское. Месторождения расположены в пределах западной окраины Аткарско-Сосновской зоны [1].

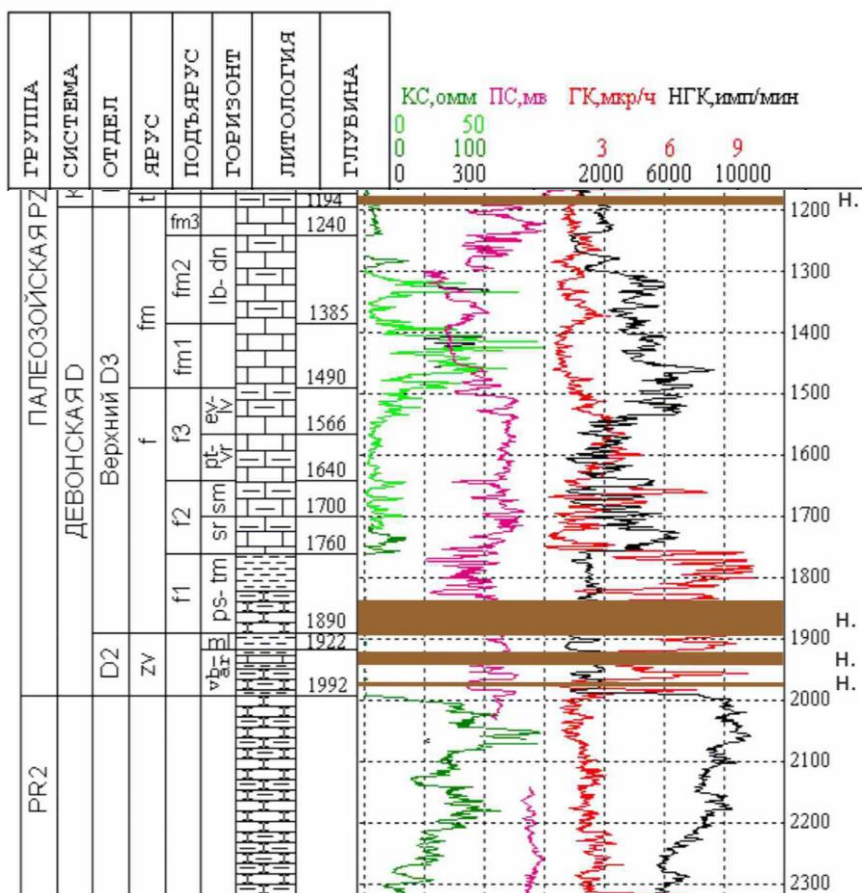


Рис. 6. Литолого-стратиграфический разрез девонских отложений скважины № 29 Ново-Захаркинской

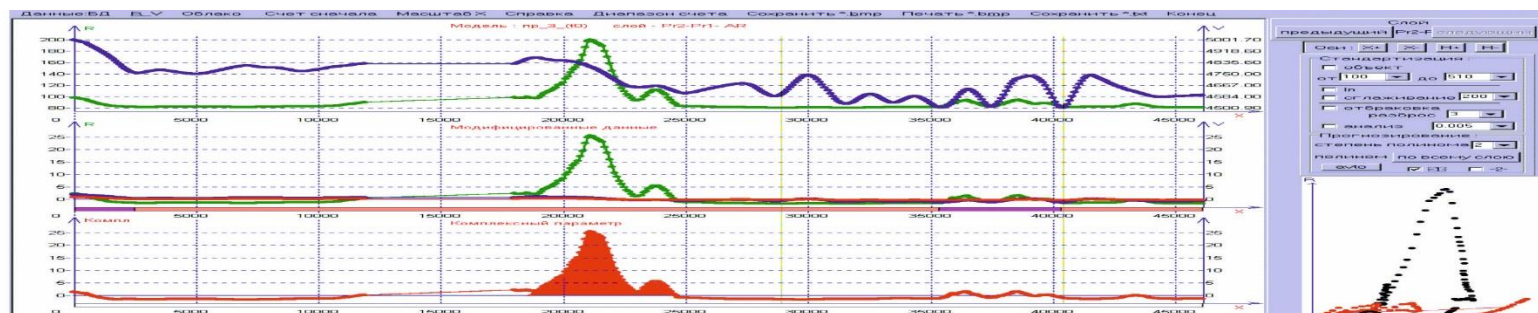
Промышленная нефтегазоносность северных районов Нижне-Волжского НГО в непосредственной близости рассматриваемой территории установлена на Казанлинском и Хватовском площадях. По величине запасов месторождения относятся к группе мельчайших К юго-востоку от Хватовского месторождения в непосредственной близости от него открыто Тепловское газовое месторождение, тектонически приуроченное к северо-восточной части Саратовских дислокаций. Нефтепроявления в турнейских отложениях получены также при бурении на Ягоднополянской и Полчаниновской площадях. К северо-востоку от территории исследования промышленная нефтеносность установлена на Жигулевском своде где открыты Старокулаткинское и Сулакское месторождения в Ульяновской области (табл. 1). Перечисленные месторождения, по существу, являются аналогами новых объектов, открытие которых возможно на севере, северо-западе Саратовской области и на юго-востоке Пензенской области в пределах Чембарско-Петровской зоне дислокаций. Наиболее вероятно их продуктивность может быть связана с турнейскими, бобриковскими и др. отложениями нижнего карбона и с отложениями девона [3, 14].

К вопросу о возможности генерации углеводородов в достаточном объеме необходимом для образования залежей нефти и газа в пределах исследуемой территории в дальнейшем, геохимическими исследованиями прошлых лет установлено, что преобладание в породах керогена низкого качества (с низким исходным генерационным потенциалом), низкая степень катагенеза и, соответственно, низкая зрелость РОВ обуславливают низкий генерационный потенциал, низкий уровень его реализации и, соответственно, низкую перспективность разреза. По результатам выполненного моделирования, очевидно, что уровень реализации собственного генерационного потенциала пород в исследуемом районе не может обеспечить насыщенность разреза углеводородами достаточную для формирования скоплений нефти и газа за счет собственного потенциала осадочных пород этой тектонической зоны. В западной части нефте- и газонасыщенность разреза повсеместно ниже 0,1% от объема порового пространства, территория бесперспективна для формирования месторождений УВ за счет собственного потенциала пород. Несколько более оптимистична оценка восточных районов профиля. В наиболее погруженной части Аткарско-Сосновской зоны сравнительно более высокая (0,15 – 3 %) насыщенность разреза углеводородами прогнозируется в эйфельско-среднефранских, турнейских и бобриковских отложениях. Однако и этого недостаточно для развития процессов активной эмиграции и миграции УВ и формирования залежей за счет собственного потенциала территории [3].

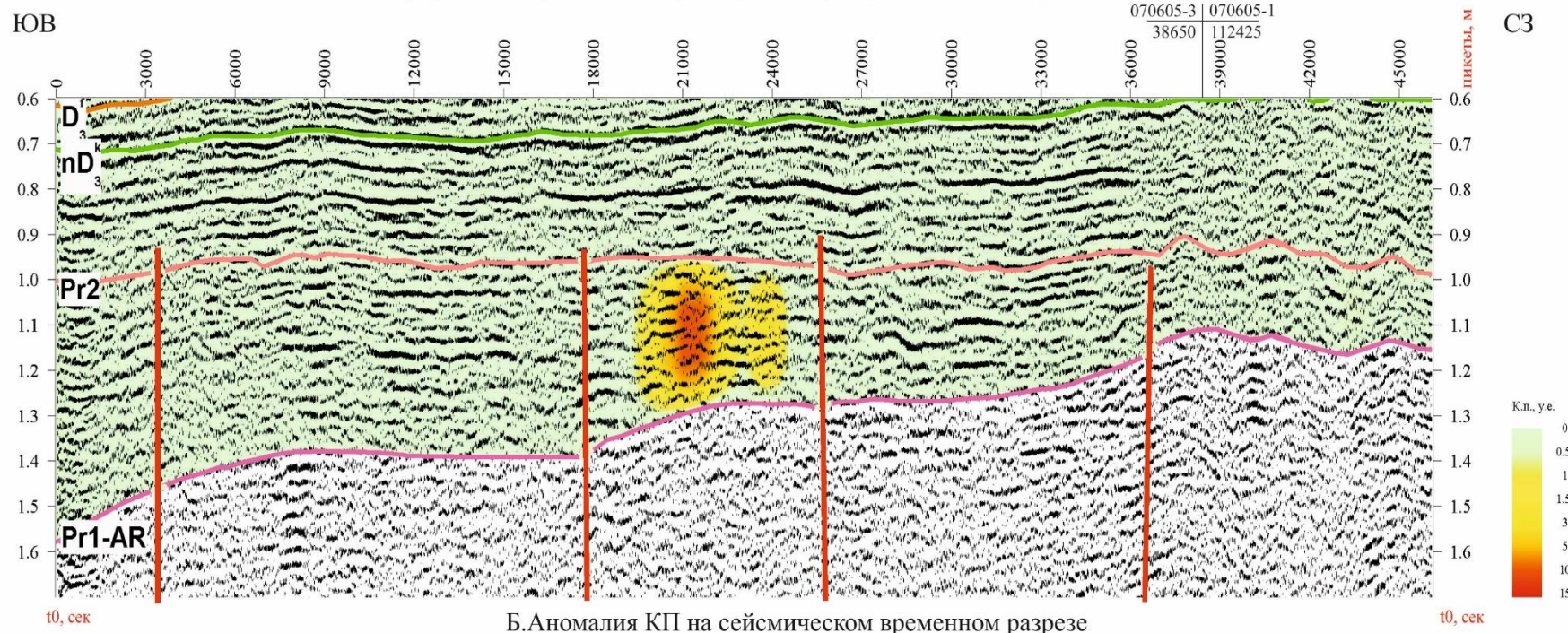
Тем не менее, на данной стадии изученности было бы неправомерно считать эту территорию бесперспективной. Очевидно, что к югу, юго-востоку по мере погружения девонско-каменноугольных отложений их зрелость должна быть заметно выше. Геохимическими исследованиями прошлых лет установлено также, что в южном и юго-восточном направлении улучшается качество РОВ и увеличивается содержание органического углерода. Это означает, что так называемая «кухня» (или область интенсивной генерации УВ), может быть расположена к югу от рассматриваемой территории, а формирование скоплений УВ может происходить за счет дальней латеральной миграции по восстанию пластов. На востоке изучаемой территории наиболее благоприятны для развития дальней латеральной миграции коллекторы кизеловско-черепетского (в первую очередь регионально продуктивный пласт «А», формирование которого в значительной степени связано с региональным предвизейским перерывом в осадконакоплении) и бобриковского горизонтов. Это подтверждается присутствием миграционных битумоидов в керне [3, 7, 9]. Кроме этого в виде исключения допускается, что источником исходного УВ необходимого для формирования залежей в приразломных ловушках является миграция простых углеводородов глубинного генезиса, привнесенные гидротермальными восходящими потоками по глубинными разломам (рис. 7).

Этому в настоящее время имеется подтверждение. В результате бурения поисковой скважины № 2 Петровской пробуренной в пределах Петровско-Чембарской зоне дислокаций до глубины 2382 м. В интервале 2116.6-2366.7м вскрыла отложения верхнепротерозойского комплекса (предположительно PR₂, R), литологически представленными песчаниками красными, разнотекстурированными, кварцевыми с кривой слоистостью, сильно железистыми. В интервалах глубин: 2278.6-2280.0м ($\tau=282.0$ мкс); 2287.6-2288.6, 2295.1-2296.3, 2304.3-2305.3м; 2314.7-2315.5, 2319.8-2320.6, 2325.4-2326.2, 2327.8-2328.8, 2331.8-2332.6, 2333.1-2333.7, 2335.9-2336.9 м встречены коллектора способные сохранять углеводороды в промышленных объемах. При испытании в эксплуатационной колонне в интервале 2245,5-2248,0 м получен приток разгазированной минерализованной воды уд. вес. 1,14 гр/см³ дебитом 150 м³/сут. с сильным запахом углеводородов.

По мнению автора, территория Рязано-Саратовского мегапрогиба, включая северо-западная часть Саратовской области и западная Пензенской области является весьма перспективной для поиска



А. Графики интервальных характеристик (R,V) и КП для интервала Pr₂-Pr₁-AR



Б. Аномалия КП на сейсмическом временном разрезе

Рис. 7. Выделение потенциально перспективного объекта в терригенных отложениях верхнего протерозоя по комплексу данных сейсмоэлектросейсморазведки (по линии сеймопрофиля № 070605 – 3).

Таблица 1

Характеристика и количественная оценка углеводородов типичных месторождений

№ п.п.	Месторождение	Тип	Продуктивн. отложения	Тип коллектора	Глубина залегания	Эффективн. толщина	Открытая пористость	Кн. (усл. ед.)	Начальные запасы нефти (тыс.т)	
					м	м			A+B+ C1	C2
									извл	извл
НВ НГО, Рязано-Саратовский мегапрогиб										
1	Казанлинское	Г Н	C1ks	к	740	2,9	0,13	0,74	220	76
2	Хватовское	Н	C1t	к	516	6,8	0,09	0,71	11	66
	Папановское	Н	D3sm	к	1401,5	2,9	0,077	0,82	22	113
3	Глазуновское	Н	D3sr-sm	к	1370	3,5	0,09	0,82	53	163
СВ НГО, Жигулевский свод										
4	Старокулаткинское	Н	C1bb	т	1200	1,5	0,297	0,735	133	-
5	Сулакское	Н	C1bb пл.Б0	т	1160	3,2	0,23	0,63	547	334
6	Сулакское	Н	C1bb пл.Б1	т	1165	1,63	0,24	0,63	118	-

залеж В этом плане территория Саратовского Правобережья является на сегодняшний день фактически не изученной. Наибольший стратиграфический диапазон рифообразования (средне-позднефранское время) характерен для бортовых зон палеопрогибов, а в пределах их обрамления этот диапазон, как правило, существенно сокращается (до семилукского). Проводя аналогию в строении этих территорий с сопредельными территориями Волгоградской области (прежде всего с зоной Уметовско-Линевской депрессии), необходимо при проведении здесь поисково-разведочных работ на нефть и газ уделять особое внимание вопросу выявления и картирования девонских палеопрогибов, бортовые части которых могут быть осложнены локальными объектами рифового генезиса (рис. 5, 6). ей нефти и газа, во всей толще осадочного чехла палеозойского возраста, а в некоторых случаях и на границе кристаллического фундамента и осадочного чехла.

Литература

Опубликованная литература:

1. Геология и нефтегазоносность Саратовского Поволжья. – Саратов: Труды НВНИИГГ, вып.10, 1967.
2. Дорохов В.Я. К вопросу о генезисе платформенных структур 2 и 3 порядков. / Известия АН СССР, 1960, № 1.
3. Навроцкий О.К., Сидоров И.Н., Гонтарев В.В., и др. О нефтегазоносном потенциале верхнепротерозойских отложений Саратовского Поволжья. – Недра Поволжья и Прикаспия, №34, Саратов, 2003.
4. Писаренко Ю.А. «Позднепалеозойская тектоно-седиментационная модель Прикаспийского региона и ее значение для определения приоритетных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ». Диссертация на соискание уч. ст. доктора г.-м. наук. СГУ, Саратов, 2004.
5. Постникова И.Е. Верхний докембрий Русской плиты и его нефтеносность. – М: «Недра», 1977.
6. Пятаев А.А. «Прогноз нефтегазоносности и перспективы поисков залежей нефти и газа в девонских отложениях юго-западной части Бузулукской впадины». Диссертация на соискание уч. ст. кандидата г.-м. наук. ФГУП «ВНИГРИ», С-Петербург, 2016г.
7. Зорькин Л.М., Крамов В.Ф., Барташевич О.В. и др. Прямые геохимические поиски месторождений нефти и газа. – М.: Обзор ВИЭМС, 1977.
8. Сейфуль-Мулюков Р.Б., Грачевский М.М., Левин Л.Э. Некоторые итоги научно-исследовательских работ в западной части Северо-Каспийского нефтегазоносного бассейна. НИЛнефтегаз. Саратов. 1964.
9. Сидоренко С.А., Сидоренко А.В. Органическое вещество в осадочно-метаморфических породах докембрия. Труды ГИН АН СССР, – М., Изд-во «Наука», 1975.
10. Скловский А.М., Волох А.Г. и др. Девонские отложения западной части Северо-Каспийского нефтегазоносного бассейна. Труды НИЛНЕФТЕГАЗ, выпуск 10. Ленинград - 1963.
11. Смилевцев Н.П., Соколова И.П., Фефер О.М., Кузовков А.А. Прогноз нефтегазоносности на основе комплексной интерпретации данных сейсмо-, электро- и гравиразведки. Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики, – Саратов, 1992 г.–Деп. В ВИЭМС, № 1033-МГ92.
12. Федорова Т.И. и др. Стратиграфическое расчленение и межобластная корреляция девонских отложений Рязано - Саратовского прогиба и бортовой зоны Прикаспийской впадины, 1972.
13. Шебалдин В.П. Тектоника Саратовской области. СНГ, Саратов, 2008.

Неопубликованная литература:

14. Титаренко И.А., Постнова Е.В., Писаренко Ю.А., Скорнякова Е.Г., Соколова И.П. «Обоснование перспектив нефтегазоносности и первоочередных работ на нефть и газ Волго-Уральской НГО на основе обобщения результатов региональных геолого-геофизических работ прежних лет и проведения сейсморазведочных и электроразведочных работ в южной ее части», Отчет по теме 1423636 090, Саратов, Фонды НВНИИГГ, 2004.
15. Титаренко И.А., Навроцкий О.К., Писаренко Ю.А. и др. Отчет по Государственному контракту №7-04 от 28.04.2006г. Саратов, Фонды НВНИИГГ, 2006.

УТОЧНЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОГО БОРТА ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ НА ОСНОВЕ НОВЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ И ТЕХНОЛОГИЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО И ГЕОХИМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**В.П. Семенов, Г.А. Черданцев, Л.К. Яшенкова, Ю.Ю. Бухаленкова, В.И. Митасов,
Р.Н. Клятышев, И.А. Кушмар, И.М. Попов, А.Д. Семин, Т.А. Алейникова**
АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург

На сегодняшний день поиски новых скоплений углеводородного сырья в районах Восточной Сибири, в частности на территории Виллюйской синеклизы (Республика Саха (Якутия), становятся все более востребованными, в том числе в связи с прохождением в регионе экспортно-ориентированных нефтепровода «ВС-ТО» и газопровода «Сила Сибири».

На территории Виллюйской синеклизы ГРП на нефть и газ начали активно проводиться в 50-е годы, что обеспечило открытие к 1960-70м годам более 10 газовых и газоконденсатных месторождений в центральной её части. В них сосредоточена примерно пятая часть разведанных запасов газа Республики Саха (Якутия). Большой вклад в изучение данной территории в свое время вложили сотрудники ВНИГРИ: Кокоулин М.Л., Баранова З.Е., Головин С.В., Баженова Т.К., Грубов Л.А., Королева Р.В., Лавров Г.Д., Арчegov В.Б., Забалуев В.Б., Яшенкова Л.К., Семенов В.П., Бурова И.А., Зинченка В.Н. и другие. Одним из направлений поисков нефти и газа на территории синеклизы на данный момент является изучение ее южной и юго-западной части, где прогнозируется открытие новых залежей углеводородного сырья в палеозойских и мезозойских отложениях (Ситников и др., 2014).

Анализ результатов проведенных предприятиями АО «РОСГЕО» сейсморазведочных работ в комплексе с анализом геолого-геофизических материалов, обработкой и переинтерпретацией ГИС по скважинам, литолого-стратиграфических работ, петрофизического, геоакустического моделирования на территории участка работ, проведенных специалистами АО «ВНИГРИ», позволили уточнить перспективы рассматриваемых терригенных отложений.

В геологическом разрезе площади работ и смежных территорий скважинами глубокого бурения выявлены кайнозойские, мезозойские, палеозойские и протерозойские отложения. В тектоническом отношении объект исследований представляет собой моноклиальный склон, осложненный преимущественно слабо выраженными структурными элементами типа структурных носов, флексур и др.

На территории исследований скопления нефти и газа прежде всего прогнозируются в пермских и триасовых терригенных отложениях. По комплексу геологических критериев они рассматриваются как наиболее благоприятные для образования неантиклинальных ловушек. В качестве потенциально нефтегазоносных отложений рассматриваются также и карбонатные породы кембрийского возраста в прибортовых частях Виллюйской синеклизы, где они залегают на доступных для поисково-разведочного бурения глубинах (до 4 км).

Одной из основных предпосылок нефтегазоносности является региональное распространение в пределах Виллюйской синеклизы ряда нефтегазоматеринских горизонтов отложений венда-нижнего кембрия, куонамской свиты (Є 1-2) и ее аналогов, верхнего палеозоя и мезозоя (Баженова, 2016, Голубева, Филатов, 1982). В ходе исследований была проведена оценка их углеводородного потенциала. Материалы, полученные в ходе работ 2016-2018 года по настоящему объекту, в том числе и материалы полевых работ 2017 года, подтвердили результаты картирования в ходе предшествовавших исследований, отраженных в трудах Филатова С.С., Неручева С.Г., Парпаровой Г.М., Баженовой Т.К., Конторовича А.Э., Каширцева В.А., Королевой Р.В., Дворкиной Г.И., Макарова К.К., Притулы Ю.А., Бодунова Е.И., Сафронова А.Ф., Изосимовой А.Н., Белецкой С.Н., Чалой О.Н., Зуевой И.Н., Поляковой И.Д., Стасовой О.Ф. и др.

Отложения нижнего палеозоя. Кембрийские породы здесь согласно залегают на вендских образованиях, составляя значительную нижнюю, преимущественно карбонатную, часть платформенного чехла. В пределах объекта исследований породы кембрия довольно разнообразны по своему составу и условиям образования, представлены известняками, доломитами, мергелями, встречаются пропластки солей и ангидритов, а также глинисто-карбонатные породы (Асташкин, 1979, Сухов, 2007). В нижнепалеозойских отложениях перспективные объекты были выделены в пределах восточной части участка. Выделение нефтегазоперспективных объектов кембрия было основано на

литолого-фациальном анализе отложений с привлечением данных обработки и переинтерпретации ГИС и материалов полевых работ.

В рассматриваемое время осадконакопления выделено три обстановки накопления карбонатных пород – барьерно-отмельная область рифовой платформы, предрифовый склон (шлейф), предрифовая область (область некомпенсированного осадконакопления).

К высокоперспективным территориям отнесены области накопления осадков предрифового склона в ботомско-тойонско-амгинское время и барьерно-отмельной части рифовой платформы баппагайской свиты с развитием эрозионной поверхности.

Перспективные зоны выделены в областях развития барьерно-отмельных отложений в зоне гипергенеза и отложения предрифового склона (шлейфа) в двух рассматриваемых периодах осадконакопления.

К среднеперспективным отложениям отнесены породы барьерно-отмельной области рифовой платформы.

Слабоперспективные зоны выделены в небольших предположительно биогермных постройках закартированных в предрифовой области осадконакопления во время формирования баппагайской свиты.

Остальная территория отнесена к малоперспективной, которая, главным образом, приурочена к породам формировавшихся в условиях открытого (относительно глубоководного и/или некомпенсированного карбонатакопления) бассейна.

Отложения верхнего палеозоя и мезозоя. Открытые к настоящему времени газовые и газоконденсатные месторождения в центральной части Вилуйской НГО приурочены к терригенным отложениям верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского возраста и, в основном сосредоточены в антиклинальных ловушках, осложняющих сводовые части крупных валообразных поднятий, таких как Хапчагайский и Логлорский мегавалы. В южной части синеклизы обоснован прогноз зон развития неантиклинальных стратиграфических и седиментационных литологических ловушек в этих отложениях.

Благоприятным фактором образования неантиклинальных ловушек в этом районе является прежде всего развитие мощной (до 4 км) разнофациальной толщи, представляющей сложное сочетание песчаных и глинистых тел, наличие крупных региональных размылов по поверхности которых контактируют проницаемые и непроницаемые породы, размещение в области регионального выклинивания перспективных отложений зон фациальных замещений.

В ходе исследований среди пермских отложений, накапливавшихся в континентальных условиях, наиболее перспективной является тарагайская свита, приуроченная к верхней части пермского разреза. Она уверенно выделена и прокоррелирована на всей рассматриваемой территории, уточнена зона её выклинивания по южной границе распространения с привлечением данных сейсморазведки. Для этих отложений характерно прилегающих к дотриасовой эрозионной поверхности в зонах регионального выклинивания ближе к зоне выклинивания, что благоприятно для формирования стратиграфических ловушек.

В районе Хайлахской и Быраканской площадей покрывкой для тарагайского резервуара служат глинистые отложения неджелинской свиты, в районе Чыбыдинской площади – мономской свиты. В зоне выклинивания резервуара (Кэдэпчикская и Эселяхская площади) покрывка представлена глинистым пластом мощностью от 5 до 12 м, залегающим в основании кызыл-сырской свиты.

Перспективным для поисков литологических ловушек является также верхнеиндский-нижнеоленекский песчано-глинистый комплекс пород, накапливавшийся в прибрежно-морских, морских и континентальных условиях. Комплекс подразделяется на песчанистую таганджинскую свиту и глинистую мономскую. Южнее Хапчагайского мегавала в пределах объекта исследований, в отложениях синхронных мономской свите Средне-Вилуйской площади намечается зона повышенной песчанистости, ориентированная субпараллельно границе современного распространения мономской свиты. Коэффициент песчанистости в районе Хайлахской и Быраканской площадей изменяется от 0,15 до 0,57. В южном направлении в сторону выклинивания мономской покрывки вместе с сокращением мощности наблюдается улучшение её качества.

Построение схем корреляции подтвердило перспективность тулурской свиты среднего-верхнего триаса в отношении нефтегазоносности в связи с развитием ловушек литологического типа в пределах зоны выклинивания проницаемой части резервуара. При сокращении мощности свиты от 250 м в районе Чыбыдинской площади в юго-восточном направлении в сторону Баппагайского выступа до 62 м (скв. 1 Байская) наблюдается одновременно с увеличением глинизации отмечается замещение песчаников коллекторов на плотные разности.

Все выделенные ловушки УВ в пермско-мезозойском комплексе пород неструктурного типа, приурочены к зонам выклинивания продуктивных отложений, контролируемых региональными литологическими экранами.

Предполагаемые нефтегазовые залежи, связанные с вышеуказанными ловушками будут пластовыми, литологическими и стратиграфическими с элементами тектонического экранирования.

Таким образом, в результате проводимых исследований был построен ряд структурных карт, карт мощностей, уточнена стратиграфическая корреляция отложений, выполнено литолого-фациальное районирование. При построении карт также использовалась схема тектонических нарушений осадочного чехла по гравиметрическим и аэромагнитным данным и результаты глубокого бурения. Итогом проведенных исследований явился ряд уточненных карт перспектив нефтегазоносности пермско-мезозойских и кембрийских отложений.

Полученные положительные геологические результаты указывают на необходимость дальнейшего изучения рассматриваемой территории. В свете этих данных сделан вывод о необходимости продолжения комплексных геофизических исследований к западу от объекта исследований, а также необходимости проведения параметрического бурения на южном борту Вилуйской синеклизы (скважина 1-П-Южно-Вилуйская).

Итоговый результат приведен на рисунках в виде геолого-геофизического разреза по профилю (рис. 1) и карты совмещенных объектов (рис. 2).

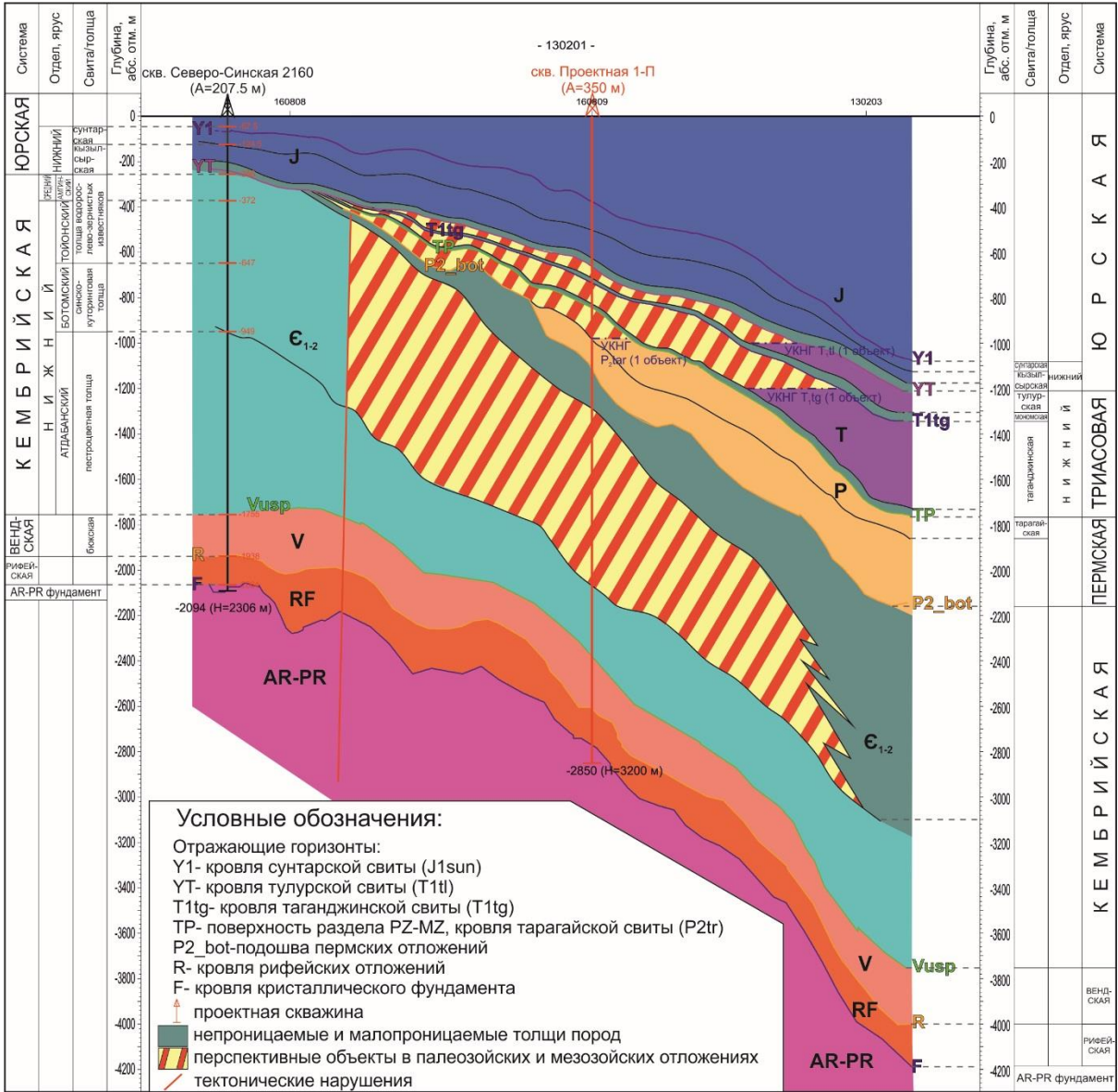


Рис. 1. Геолого-геофизический разрез по профилю 130201

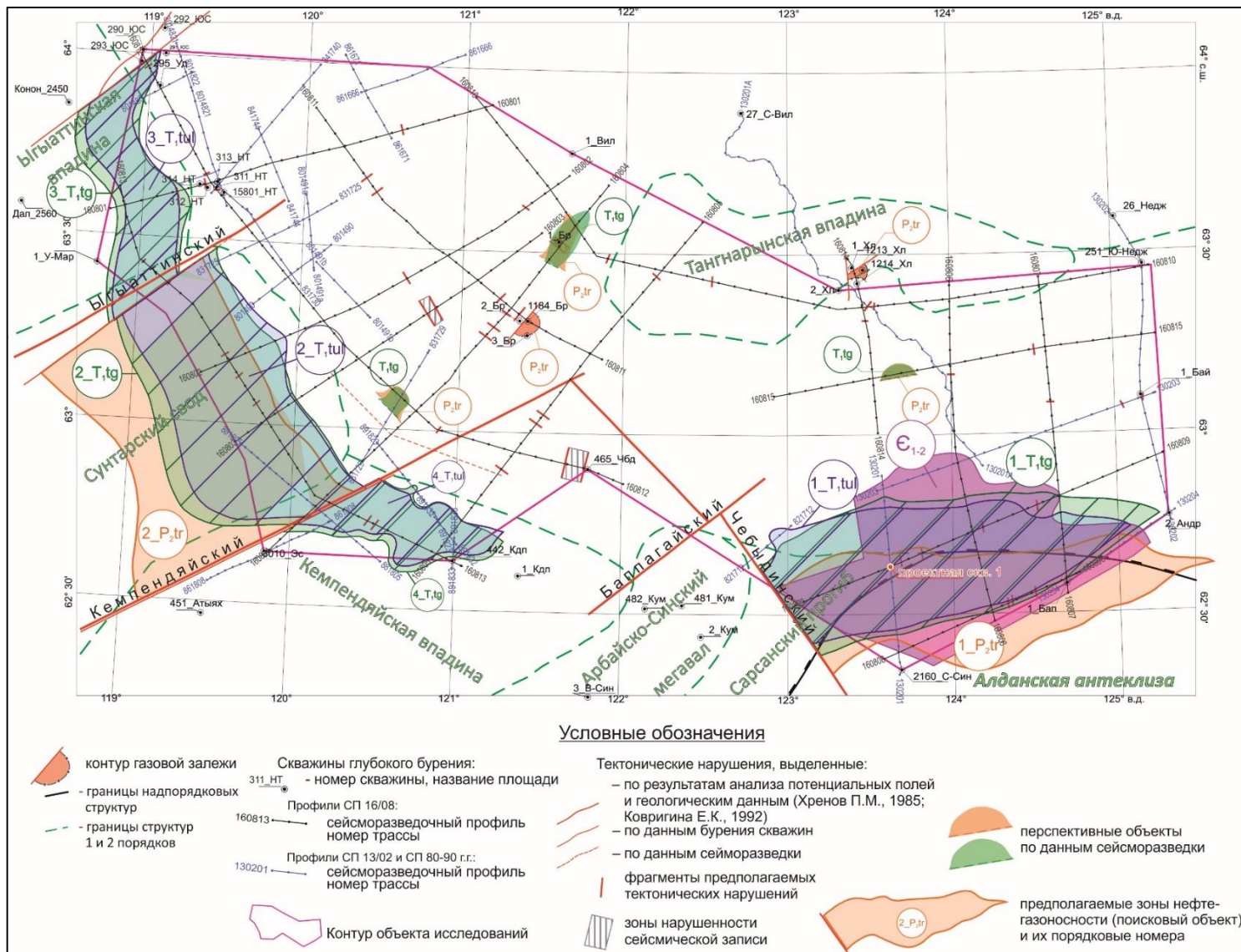


Рис. 2. Карта совмещенных объектов в пределах участка работ

Литература

1. Асташкин В.А. Основные типы органогенных построек в рифовых системах кембрия северного склона Алданского щита // Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1979. – С. 19-30.
2. Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016
3. Голубева И.И., Филатов С.С. Пермская угленосная формация востока Сибирской платформы и нефтегазоносность. IV Всесоюзный семинар МГУ, Тезисы докладов. М., 1981. С. 92-93.
4. Ситников В.С., Прищепа О.М., Кушмар И.А., Погодаев А.В. Перспективы нефтеносности южной части Вилуйской синеклизы // Разведка и охрана недр. – 2014. – 07 июль. – С. 22–28.
5. Сухов С.С., Пегель Т.В., Шабанов Ю.Я. Региональная стратиграфическая схема кембрия Сибирской платформы нового поколения: какой ей быть? // Стратиграфия и ее роль в развитии нефтегазового комплекса России. СПб: ВНИГРИ, 2007. - С. 266-282.

АКТУАЛИЗИРОВАННЫЕ НАУЧНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О РЕГИОНАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЙ ЯКУТИИ

В.С. Ситников, В.Д. Габышев, К.А. Павлова, Р.Ф. Севостьянова
ФИЦ «ЯНЦ СО РАН» ИПНГ СО РАН, Якутск

В мировой практике работ на нефть и газ преобладающее большинство исследований проблемы образования и распределения нефти в земной коре придерживается осадочно-миграционной теории. Периодическое появление в средствах массовой информации тех или иных фактов об особенностях размещения нефти на Земле, трудно объясненных с позиций вышеуказанной теории, в той или иной мере способствует возникновению или активизации научных представлений о возможном абиогенном характере геологической природы нефти. Однако, это скорее исключение из общепринятого правила, так как органическое вещество и углеводороды практически повсеместно распространены в земной коре в различной форме и разных количествах и после воды являются следующими по масштабам распространения веществами на Земле. Более того, указанная ситуация сохраняется весьма продолжительное время – с позднего архея по настоящее время.

В комплексе факторов, контролирующих генерацию, первичную и вторичную миграцию, и аккумуляцию нефти и газа в виде крупных скоплений промышленного значения (залежь, месторождение, зона нефтегазонакопления) весьма важную роль играет региональная миграция, обеспечивающая нефтегазосбор в больших количествах.

После генерации углеводородов и выделения глобул нефти («микронепфть», по Н.Б. Вассоевичу) и пузырьков газа из нефтематеринских свит начинается их региональная (межрезервуарная) миграция в недрах осадочного бассейна. Перемещение пластовых флюидов происходит ступенчато, латерально вверх по восстанию пластов, сопряженных с нефтематеринской толщей, и вертикально, по мере пересечения потоком мигрирующих углеводородов зон повышенной трещиноватости, содержащих временно открытые проницаемые трещины. Эти процессы происходят в породах с разной литолого-стратиграфической характеристикой.

В терригенных и карбонатных породах, содержащих пласты и горизонты коллекторов, интенсивность перемещения углеводородов в значительной мере зависит от литологического состава вмещающих пород. Существенное влияние на особенности этих процессов оказывает возраст отложений. Относительно молодые мезо-кайнозойские интервалы разреза, как правило, уплотнены в меньшей степени, чем древние осадочные образования палеозойского и докембрийского возраста.

В условиях древней Сибирской платформы основные объемы выявленных залежей и разведанных запасов углеводородов приурочены к песчано-алевритовым породам ранневендского терригенного комплекса, в котором широко развиты плотные породы.

Следует отметить, что в составе пород, слагающих осадочный чехол Сибирской платформы, преобладают карбонатные породы, преимущественно плотные по своей первичной седиментационной природе. Периодически фиксируемые в них проницаемые разности возникают в результате проявления на коренных вторичных постседиментационных процессах образования каверн, карста трещин. В целом распространение пород-коллекторов в карбонатном разрезе имеет, как правило, сложный пятнистый характер.

В этих условиях процессы региональной миграции углеводородов и их широкомасштабного сбора в виде крупных скоплений (залежей, месторождений, зон нефтегазонакопления) в значительной степени зависят от проявлений разломной тектоники. В принципе генетическая связь многих месторождений нефти, газа и многих других полезных ископаемых с различными дизъюнктивами установлена во многих регионах мира. В данном случае речь идет об особой роли при нефтегазонакоплении глубинных разломов типа сдвига.

Установленная кулисообразность в расположении структур, контролирующих газовые месторождения, дополнительно указывает на их связь со сдвиговыми деформациями. Общее субширотное простирание Хапчагайского мегавала и, вместе с тем, его сигмоидальная, «перекошенная» форма, по нашему мнению, также подчеркивают эту связь [4, 5].

Наблюдаемые дислокации образованы, главным образом в нижнемеловой этап активизации тектонических движений. Однако глубинные разломы, контролирующие строение и развитие рассматриваемой территории, по всей видимости, являются более древними геологическими

образованиями. Менее интенсивные подвижки, по крайней мере, без следов значительного перемещения в верхнем структурном этаже, происходят по ним, очевидно, и в современный этап геологического развития.

В рамках Ботуобинского района исследований также проведен анализ нефтегазопроисхождения значения нарушений, вызванных горизонтальными смещениями блоков земной коры. Одним из наиболее изученных в настоящее время является Вилуйско-Мархинский глубинный разлом, к которому приурочены два месторождения (Среднеботуобинское НГКМ и Хотого-Мурбайское ГМ). Существование горизонтальных смещений левого знака по этому разлому достаточно убедительно подтверждается левой кулисообразностью разрывов Чаяндинского и Олдонского участков и отдельных линейных складок, выделенных сейсморазведкой [3, 5].

В связи с этим большой интерес представляет вышеуказанная приуроченность к дизъюнктиву выявленных месторождений. Среднеботуобинская структура под очень острым углом вплотную примыкает к зоне разлома с запада и находится в плановом соответствии с левым сдвигом. Поднятие разбито серией разрывных нарушений на ряд блоков, приведших к сложному распределению трапповой интрузии по разрезу и обусловивших автономный характер флюидонасыщения. Несомненно, что подвижки по Вилуйско-Мархинскому разлому существенно повлияли на строение Среднеботуобинского месторождения и, возможно, явились причиной его возникновения.

С дизъюнктивными нарушениями связаны не только пассивные пути миграции флюидов. Экспериментально, а также на примерах из опыта изучения современных тектонических подвижек в сейсмоактивных районах установлено, что разрывообразование способно оказывать пульсирующее воздействие на породы и обуславливать интенсивное нагнетание флюидов вдоль плоскости нарушения и зоны осложняющих его трещин.

В этом отношении значительный интерес вызывают представления С.П. Максимова и др. о моделировании процессов миграции и, в частности, следующее положение: «... Поскольку миграция нефти и газа является необратимым процессом, воздействие цикличности тектонической активности, носящей непрерывно-прерывистый (квантовый) характер, обуславливает многократно-импульсный режим функционирования большей части компонент (факторов) миграции. Поэтому воздействие тектонических сил на миграцию можно сравнивать с работой поршневого насоса, многократно и импульсно проталкивающего практически не сжимаемые флюиды в зоны аккумуляции нефти и газа...» [2]. Наиболее благоприятные условия для реализации указанной модели существуют, по-видимому, в обстановке широкого развития сдвиговых дислокаций.

На примере анализа деформаций северо-восточной части Сибирской платформы ранее показано, что развитие сдвигов является многофазовым процессом, в течение которого на фоне общего преобладания тангенциальных усилий происходит многократная локальная смена напряжений сжатия и растяжения [1].

Наряду с рассмотренными выше явлениями, при развитии сдвиговых напряжений в условиях сложного блокового строения территории возникают предпосылки для образования достаточно протяженных (десятки километров) зон преимущественного растяжения. Последние приурочены, как правило, к границам блоков, испытывающих различную степень сжатия и в силу специфики геологического строения по-разному реагирующих на тангенциальные напряжения. На этих участках разломов, временно характеризующихся повышенной открытостью недр, зарождаются и последовательно затухают процессы перераспределения флюидов по разрезу.

Указанные представления о влиянии разломной тектоники на процессы нефтегазонакопления в осадочной оболочке Земли учтены авторами при актуализации представлений о строении, геологическом развитии и перспективах нефтегазоносности арктических территорий Республики Саха (Якутия) и прилегающих шельфов моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря.

На северо-востоке Якутии в пограничной зоне «континент-океан» вдоль арктического побережья от дельты р. Лены до устья р. Колымы по геолого-геофизическим данным разных лет выделяется субширотная цепочка приморских впадин (прогибов), открытых в сторону Восточно-Сибирского моря. Предполагается, что все они являются окраинными частями единой более крупной депрессии в структуре осадочного чехла, преобладающая часть которой находится в пределах шельфа.

Прогнозируется закономерная приуроченность уникально крупных ресурсов нефти и газа к указанным отрицательным формам в структуре осадочного чехла при их соответствии следующим обязательным условиям: древнее заложение; многоярусное строение осадочного чехла; длительное унаследованное развитие при закономерной смене режимов тектогенеза; преимущественное развитие в платформенных условиях; наличие в истории формирования впадин этапов рифтогенеза и др.

Наличие вышеуказанных благоприятных условий на шельфе Восточно-Сибирского моря и прилегающем арктическом побережье прогнозируется по аналогии со многими крупными нефтегазоносными районами мира, в строении которых значительную роль играют впадины подобного типа.

Проведенный комплексный анализ геолого-съёмочных, электроразведочных, сейсморазведочных и других фактических данных, имеющихся по северо-востоку Якутии, подтвердил правомерность выделения здесь перспективных в нефтегазоносном отношении земель, приуроченных к ранее установленным приморским и межгорным впадинам, в которых прогнозируется в основном газовое сырьё, приуроченное к терригенным отложениям палеоген, мела и верхней юры.

Обоснован вывод о том, что зону Приколымских поднятий, выделенную авторами на месте Колымского срединного массива, целесообразно рассматривать не только с позиций возможной генерации УВ, мигрировавших затем в вышеуказанные впадины, а в большей степени, как самостоятельный объект для постановки в дальнейшем нефтегазопроисловых работ с целью выявления крупных запасов нефти в отложениях палеозоя, с которыми связаны установленные к настоящему времени обильные проявления битумов в карбонатных горизонтах девона, силура и ордовика.

Получены новые геологические результаты, подтверждающие правомерность воззрений о наличии на востоке республики в геологическом прошлом крупной палеоплатформы, являвшейся продолжением древней Сибирской платформы. Уточнены границы крупных фрагментов этой палеоплатформы, сохранившихся на суше и шельфе Восточно-Сибирского моря вблизи от территорий, недра которых при их длительном геологическом развитии были переработаны мезозойской складчатостью Верхоянья и частично в процессе активизации тектонических движений в кайнозое.

Крупные сохранившиеся фрагменты указанной домезозойской платформы прогнозируются непосредственно на шельфе Восточно-Сибирского моря, что значительно повышает прогнозный углеводородный потенциал его осадочного разреза.

Получены новые доказательства значительной роли региональных, субширотных, трансформных разломов при существенном проявлении субгоризонтальных, тектонических дислокаций типа сдвига. В результате, уточнены представления прошлых лет о геологической природе пограничных складчато-блоковых структур, выделенных ранее на границе континентальных территорий и морских акваторий.

О высокой потенциальной нефтегазоносности исследуемых территорий свидетельствуют многочисленные проявления нефти, газа, битумов, установленные здесь к настоящему времени в различных геологических условиях в отложениях широкого стратиграфического диапазона.

Литература

1. Воронов П.С., Эрлих Э.Н. О сдвиговых деформациях в северо-восточной части Сибирской платформы // Труды НИИГА. - вып. 28. - Ленинград. -1962. - с. 17-28.
2. Максимов С.П., Кунин Н.Я., Сардонников Н.М. Цикличность нефтегазообразования и вторичная миграция. - Геология нефти и газа. - 1974. - №8. -с. 30-38.
3. Мигурский А.В., Мазаева П.К. Зоны сдвигов Непско-Ботуобинской антеклизы и их возможное влияние на нефтегазоносность // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. - Новосибирск. - Сб. трудов СНИИГГиМС. -1980.-с. 66-76.
4. Ситников В.С., Спектор В.Б. Вилуйско-Алданская система дислокаций // Геофизические исследования в Якутии. - Изд. ЯФ СО АН СССР. - Якутск. - 1978. - с.14-23.
5. Ситников В.С. О связи внутриплитных проявлений тектогенеза, магматизма и нефтегазонакопления с разломами типа сдвига // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России Материалы VI Всероссийской научно-практической конференции. Ответственный редактор Л. И. Полуфунтикова. – Якутск: Издательский дом СВФУ, т. 2, 2016. – с. 437-440.

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕТОДИКИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГРП ДЛЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ СКОПЛЕНИЙ УВБ

К.Б. Сокулина

ФГКУ «Росгеолэкспертиза», Саратов

К настоящему времени все больше приходится сталкиваться с нетрадиционными скоплениями углеводородов. В работах нацеленных на поиск и оценку месторождений углеводородов такого типа залежей, подчас требуется применение не стандартных подходов. При проверке ФГКУ «Росгеолэкспертизой» проектов ГРП, одним из основных разделов является проверка методики проведения геологоразведочных работ, а также обоснование рационального комплекса, методов и видов ГРП с целью открытия залежей УВ, поэтому поиск такого рода скоплений УВ становится наиболее актуальной задачей при проектировании ГРП.

Одним из основных направлений при применении ГРП остается сейсморазведка. Основная

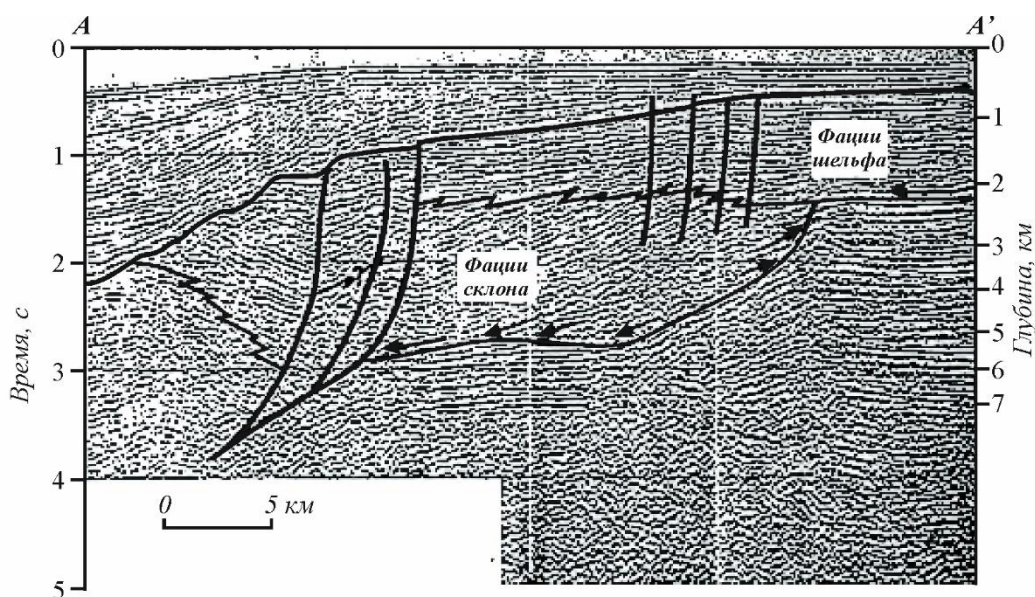


Рис. 1 Общий вид сейсмических фаций осадочных комплексов, имеющих раннемеловой возраст от валанжинского до аптского включительно. Профиль А - А' у берегов Западной Африки (см. карту на рис. 4 и 5). Выделены две основные сейсмofации. Пласты, соответствующие шельфовой обстановке осадконакопления, наращивались справа налево и перекрывали отложения, накапливавшиеся в условиях континентального склона. Вертикальный масштаб увеличен в три раза.

роль сейсмического метода до недавнего времени ограничивалась картированием структурных планов отложений, но истощение фонда антиклинальных структур, обусловило необходимость поиска неструктурных ловушек углеводородов и прогноза их нефтегазоносности. Одним из подходов для поиска такого рода ловушек является сеймостратиграфическая интерпретация данных сейсморазведки (сеймостратиграфия). На рисунке 1 показан один из примеров выделения сейсмических фаций [1].

Главная прикладная задача сеймостратиграфии - поиски и разведка несводовых ловушек и залежей нефти и газа с помощью картирования рельефа сейсмических реперов, расшифровки природы ансамблей слабых отражений, изучения пространств упругих характеристик среды и их геологического значения. Эта наука решает также следующие задачи:

1. Определение возраста осадочных пород.
2. Изучение литологического состава и пористости отложений.
3. Восстановление последовательности и характера осадконакопления.
4. Выяснение особенностей формирования разномасштабных осадочных тел и их соотношения по площади и разрезу.
5. Установление палеогеоморфологической ситуации разведываемого района.
6. Установление перспектив нефтегазоносности разномасштабных осадочных тел и другие особенности осадочных толщ.

В целом круг решаемых вопросов при сейсмостратиграфическом анализе широк и превышает объем традиционных стратиграфических задач, т.е. изучение возраста и последовательности осадконакопления. Входные материалы при сейсмостратиграфическом анализе - это данные сейсморазведки и других геофизических методов, геологические данные (геологические карты, разрезы, описание керна и др).

Основой сейсмостратиграфической интерпретации является разработка геологических гипотез о модели осадконакопления. Гипотеза постепенно совершенствуется в интерактивном режиме по мере рассмотрения вариантов моделей осадконакопления.

Для прогнозирования нефтегазогенерирующего потенциала осадочных толщ важно выяснить два вопроса:

- -являются ли условия седиментации благоприятными с точки зрения возможности накопления в осадках и последующего захоронения органического вещества;
- -прошли ли прогнозируемые толщи через глубинные условия, отвечающие главной фазе нефтегазообразования.

Оптимальным условиям для концентрации органического вещества в осадках считаются обстановки от лагунно-континентальных до морских не глубже батальных при высокой биологической продуктивности бассейна. Батальные условия по Д.Наливкину соответствуют континентальному склону и связаны с глубинами от 200 до 3000м. Толщи накопившиеся в таких условиях обычно выражаются в сейсмозаписи сейсмофациальными комплексами типа конденсированных покровов. Результаты сейсмостратиграфического анализа позволяют наметить как этапы не компенсационного режима, так и этапы высокой биологической продуктивности бассейна, совпадающие с трансгрессией моря. Максимумы трансгрессий выражаются на сейсмических разрезах высокими контрастами акустических жесткостей на границах карбонатных толщ, либо относительно глубоководных высокобитуминозных глинистых пород. Следует отметить, что нефтегазоматеринские толщи могут накапливаться и в условиях компенсации. Выяснение по данным сейсмостратиграфического анализа условий постседиментационного развития высокобитуминозных толщ позволяет оценить возможную глубину погружения изучаемых осадочных толщ и тем самым прогнозировать прохождение ими условий главной фазы нефтегазообразования.

При прогнозировании нефтегазоперспективных седиментационных образований важно выяснить:

- -возможность существования ловушки;
- -благоприятное пространственное соотношение возможных ловушек с очагами нефтегазообразования;
- -оптимальное временное соотношение между формированием прогнозируемых ловушек и очагов нефтегазообразования;
- -наличие условий для сохранения залежей.

Ловушка прогнозируется по наличию экранированных коллекторов и благоприятной обстановки. Сейсмостратиграфические методы позволяют прогнозировать эти элементы.

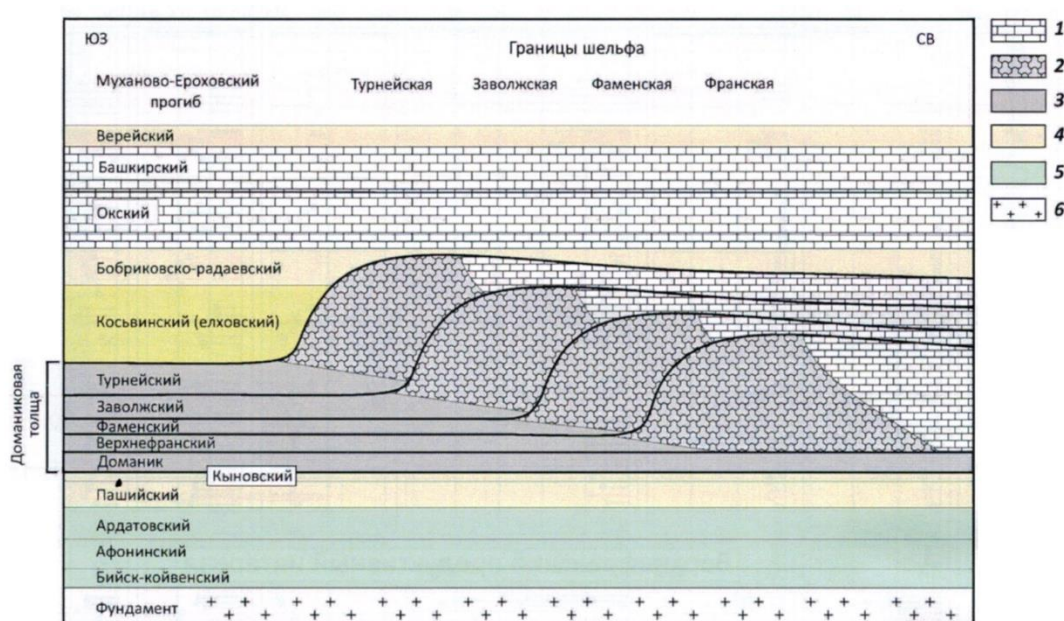
Время формирования ловушек устанавливается на основе палеоструктурных реконструкций по временным разрезам. Наиболее перспективны ловушки совмещенные с очагами нефтегазообразования и образовавшиеся до генерации нефти и газа. Для анализа условий осадконакопления в начале детально изучается характер залеганий и динамических особенностей сейсмических границ на участках где фациальная и формационная принадлежность пород уже известна по данным комплекса геологических исследований. Решение сейсмостратиграфических задач оказывается возможным вследствие существования взаимосвязи между параметрами сейсмической записи и геологическими характеристиками.

Характеристики сейсмических отражений	Геологическое значение характеристик
Геометрия отражений	Геометрия отражающей пачки отложений
Конфигурация систем отражений	Закономерности напластования Процессы осадконакопления Эффекты палеоэрозии и палеотектоники
Прослеживаемость отражений	Процессы осадконакопления Непрерывность напластования

	Размеры бассейна
Амплитуда отражения	Дифференциация скоростей и плотностей соседних слоев Мощности пластов Состав флюида
Пластовая Скорость	Литологический состав отложений Возраст отложений Пористость Состав флюида Пластовое давление
Неупругое Поглощение	Литологический состав отложений Возраст отложений Состав флюида
Форма отраженного Импульса	Сглаженное изменение акустической жесткости по вертикали

Трудности решения задач сейсмостратиграфии обусловлены тем, что перечисленные и другие сейсмические характеристики зависят не только от указанных геологических, но и от целого ряда других факторов. Кроме того указанные зависимости неоднозначны.

К нетрадиционными скоплениями углеводородов относятся также нефтематеринские породы доманиковых отложений, которые также не являются ловушками структурного типа. С 2012г. и по настоящее время начался поиск таких отложений в Приволжском ФО – Оренбургской и Самарской областях. Впервые в этом регионе был осуществлен поиск и оценка залежей нефти в нетрадиционных низкопроницаемых резервуарах доманиковой толщи, развитой в Муханово-Ероховском звене Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов. При опробовании скважин в Оренбургской области были получены притоки нефти из четырех стратиграфических интервалов. Благодаря этим исследованиям были получены впервые в данном районе современные каротажные материалы, которые крайне важны для понимания природы, свойств и условий формирования коллекторов. Отбор керны в ключевых интервалах и его обширное изучение оказались очень полезны для выяснения природы резервуаров в доманиковой толще, их распространения и потенциальной промышленной продуктивности. Под «доманиковой толщей» (формацией) понимается мощная (350-400м) толща глубоководных, обогащенных ОВ кремнисто-карбонатных пород доманикового типа, часто называемых «доманикоидами». В центральной части Муханово-Ероховского прогиба породы доманикового типа слагают стратиграфический интервал от доманикового горизонта среднефранского яруса до турнейского яруса нижнего карбона. На рисунке 2 показана стратиграфическая модель

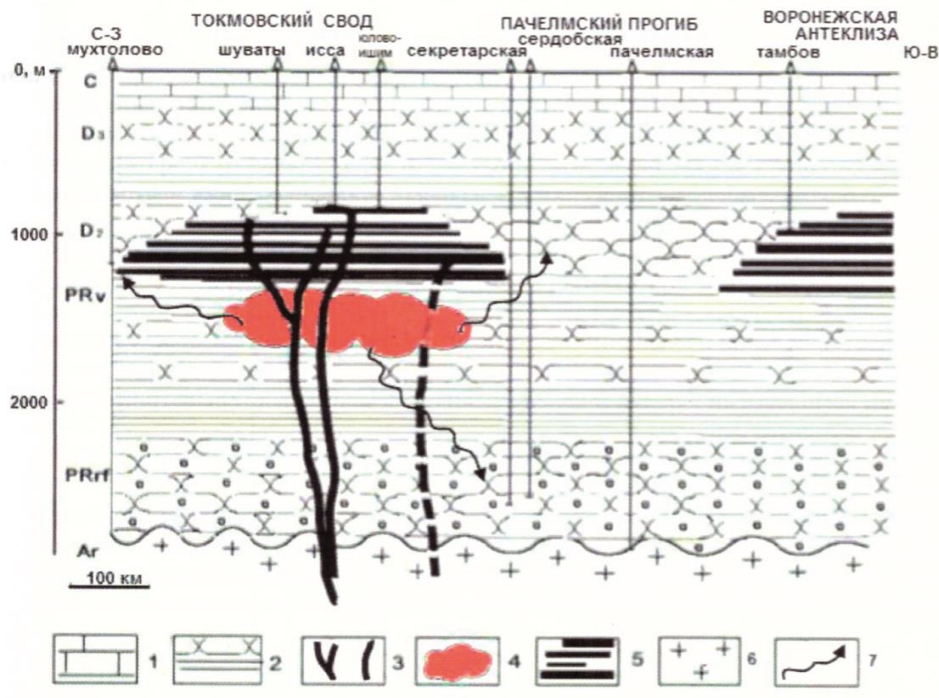


Породы (1-6): 1 — шельфовые карбонаты, 2 — рифовые и склоновые известняки, 3 — доманиковые, 4 — терригенные, 5 — переслаивание терригенных и карбонатных пород, 6 — кристаллические

строения борта Муханово-Ероховского звена Камско-Кинельской системы прогибов и положение доманиковой толщи в разрезе [2].

Породы доманиковой толщи в целом характеризуются низкой проницаемостью, как правило не превышающей $10\text{-}5\text{ мкм}^2$, поэтому для получения промышленного притока нефти из таких отложений требуется применение гидроразрыва пласта, хотя в некоторых случаях естественная трещиноватость (как правило тектонического происхождения) может обеспечить высокие дебиты скважин без его применения. По латерали залежь нефти в формациях доманикового типа может протягиваться на значительные расстояния до выклинивания или фациального замещения пород пласта и сохранения благоприятных характеристик коллекторских свойств. В результате площадь залежи может быть очень большой. Именно на этом основании эффективно бурение скважин горизонтальными стволами, длиной до 3 км. Такого типа ловушки не контролируются структурными или любыми другими типами локальных ловушек. Поэтому на стадии ГРП для такого скопления углеводородов очень важна комплексная интерпретация геофизических данных (сейсморазведки МОГТ-3Д, высокоточной гравии и магниторазведки и т.д.) с построением физико-геологической модели нефтяной залежи [3].

В настоящее время зародился интерес к поиску нетрадиционных ловушек в кристаллическом фундаменте. Очень внимательно к этой проблеме подходят специалисты Татарстана, в начале сентября этого года состоялась Международная научно-практическая конференция, посвященная проблемам поиска ловушек в породах кристаллического фундамента, где присутствовали ведущие специалисты страны. Один из выводов, сделанных на этой конференции, что при поиске залежей углеводородов в пределах Восточно-Европейской платформы нужно отойти от традиционного подхода – поисков авлакогенов. На этой территории присутствует один авлакоген или, скорее система разломов, ориентированных с юго-запада на северо-восток. Широкое развитие траппового магматизма требует при проектировании поисково-оценочного бурения учитывать возможное наличие кристаллических пород трапповой формации, залегающих выше пенепленезированного архейского кристаллического фундамента. Возможно углеводородный потенциал, в первую очередь связан с процессом траппового магматизма девонского возраста. Механизм возможной генерации УВ при процессе траппового магматизма показан на рисунке 3 [4]. Таким образом, при планировании ГРП необходимо учитывать результаты грави-магнитной съемки, позволяющей определить площадь развития траппового тела в осадочной толще.



Таким образом, при проектировании ГРП при поиске и оценке нетрадиционных УВ следует уделить внимание таким несправедливо забытым методам как грави-магниторазведка, в области сейсморазведки применять сейсмостратиграфический анализ, прогнозирование геологического разреза, осуществлять комплексную интерпретацию всех имеющихся геофизических данных с построением физико-геологических моделей ловушек УВ.

Литература

1. Пейтон Ч. Сейсмическая стратиграфия. Издательство «Мир». Москва 1982г. Том 1. С. 252-253.
2. Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области. // Геология нефти и газа. №5. 2017. С. 67-75
3. М.И. Рыскин, К.Б. Сокулина. Комплексная интерпретация геофизических данных. СГУ. Саратов 2006г. Гриф УМО. С.22-23.
4. Шиловский А.П. Связан ли углеводородный потенциал Татарстана с «Кристаллическим фундаментом». //Материалы Международной научно-практической конференции. Изд. «Ихлас». Казань. 2019. С. 128-129.

ПОДХОДЫ К ПРОГНОЗУ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В ЭРОЗИОННЫХ ВЫСТУПАХ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

А.В. Фатеев, Л.В. Смирнов

АО «СНИИГГиМС», Новосибирск

На примере открытых месторождений углеводородов (УВ) в эрозионных выступах фундамента на Урманской, Арчинской, Герасимовской, Калиновой, Северо-Калиновой, Останинской и Северо-Останинской площадях в Нюрольском нефтегазоносном районе Томской области наблюдается связь между геологическим строением отложений нижней-средней юры и запасами в эрозионных выступах фундамента (рис. 1).

На основе структурной карты по сейсмической границе «А» (подошва юры) (рис. 2), плотности начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья (УВ) в нижней-средней юре (рис. 3) и залежей углеводородов в эрозионных выступах по их гипсометрическому положению и количественной оценке запасов углеводородного сырья объединены в три группы: Урманско-Арчинскую, Герасимовско-Калиновую и Останинскую. На рисунках показаны месторождения, стоящие на государственном балансе на 01.01.2018 г., в которых запасы нефти и газа пласта М превышают 5 млн.т уув.

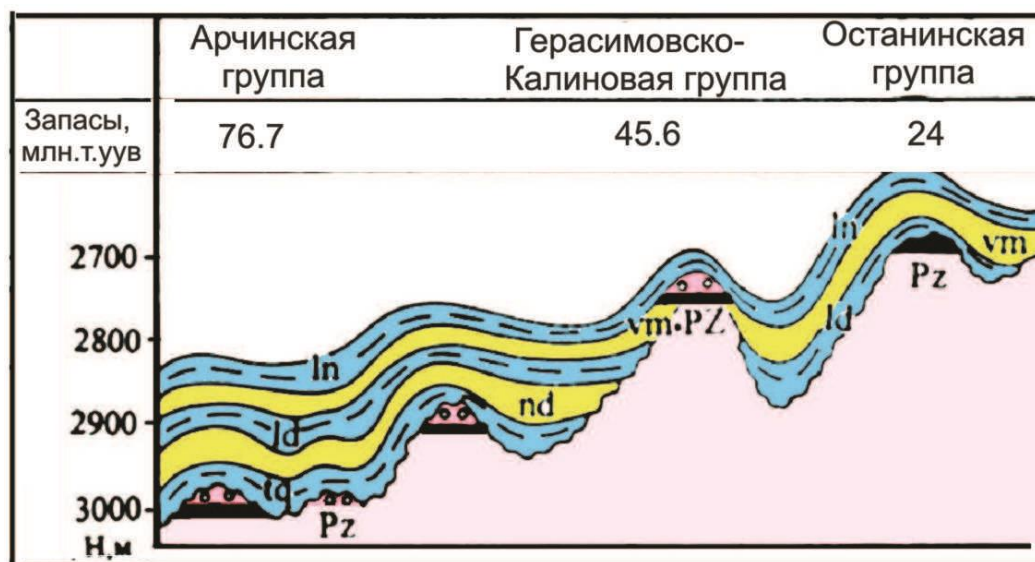


Рис. 1. Расположение залежей в верхней части фундамента
(сост. Еханин А.Е.[1], с изменениями и дополнениями Фатеева А.В.)

Приведенные материалы показывают на четкую зависимость между запасами углеводородного сырья в эрозионных выступах фундамента и плотностью начальных суммарных ресурсов УВ в отложениях нижней-средней юры.

Например, в районе Арчинского и Урманского месторождений плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов в юрских отложениях составляют 50–100 тыс. т/ км², соответственно запасы углеводородов Урманско-Арчинской группы составляют 76,7 млн. т у. у. Плотность ресурсов в районе Герасимовско-Калиновой группы месторождений изменяются от 30 до 50 тыс. т/ км², а запасы этой группы составляют 45,6 млн. т у. у. В районе Останинской группы месторождений наблюдаются наименьшие плотности (от 10 до 50 тыс. т/км²), и соответственно суммарные запасы на группе месторождений составляют 24 млн. т у. у.

При сопоставлении запасов нефти и газа в породах фундамента и плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов в отложениях нижней-средней юры в Нюрольском нефтегазоносном районе видно, что там, где максимальные плотности ресурсов в отложениях нижней-средней юры, там сосредоточены основные запасы нефти и газа в эрозионных выступах фундамента. Выявленная связь между плотностью ресурсов в нижней-средней юре и залежами УВ также наблюдается на территориях

Ханты-Мансийского АО (Рогожниковское месторождение и др.), Ямало-ненецком АО (Новопортовское месторождение).



Рис. 2. Структурная схема по подошве юрских отложений



Рис. 3. Фрагмент карты нефтегазоности отложений нижней-средней юры [2]

Следовательно, на основе геологического строения юрских отложений и их перспектив, можно осуществлять прогноз нефтегазоности эрозионных выступов фундамента.

Литература

1. Еханин А.Е. Теоретические вопросы количественной оценки ресурсов нефти и газа нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 3. – С. 26–34.
2. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф.Г. Гулари, В.П. Девятов, В.И. Демин и др.; Под ред. В.С. Суркова. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.

**ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕХАНИЗМЫ ПОВЫШЕНИЯ КИН
ЗА СЧЕТ ТРЕТИЧНЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
В ХАНТЫ-МАНСИЙСКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ – ЮГРЕ**

С.А. Филатов

Департамент недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ханты-Мансийск

В 2018 году в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре добыто 236,5 млн. т нефти, что составляет 43 % от общероссийской добычи, рост составил 0,5%.

В связи с тем, что большинство месторождений выходит на стадию снижающейся добычи, высокую актуальность приобретает развитие и более широкое применение методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях уже введенных в разработку.

Более 15 % (35,8 млн. т) от всей добычи нефти на территории Югры приходится на методы повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи.

В дальнейшем по мере выработки традиционных и наиболее легкодоступных запасов дополнительная добыча за счет методов увеличения нефтеотдачи будет только увеличиваться.

В докладе более подробно будут рассмотрены физико-химические методы повышения нефтеотдачи. За счет применения этого вида мероприятий в 2018 году в округе добыто 2,1 % (5 млн.т).

Эта тенденция в целом соответствует тому, что происходит в мировой нефтяной отрасли на сегодняшний день: добыча нефти за счет третичных методов составляет около 3% от общей мировой и продолжает расти.

Эти методы позволяют добиться существенного прироста коэффициента извлечения нефти, в том числе на зрелых месторождениях с высокой обводненностью.

С 2010 года в мире наблюдается существенный рост числа пилотных и полномасштабных проектов, а также расширение границ применения этих методов за счет технологических достижений и заметное повышение их эффективности. Растет число таких проектов и в Российской Федерации.

Ханты-Мансийский автономный округ выступает с инициативой начала реализации проекта «Повышение нефтеотдачи за счет применения третичных методов увеличения нефтеотдачи в Западной Сибири».

В целях стимулирования внедрения инновационных технологий в нефтедобыче предлагается сформировать Перечень инновационных технологий в нефтедобывающей отрасли на федеральном уровне.

Перечень позволит применять механизмы экономического стимулирования, в том числе льготного налогообложения, масштабного применения необходимых технологий.

В качестве первого этапа предлагаем рассмотреть вопрос реализации проекта по созданию Западно-Сибирской информационной платформы «Повышение нефтеотдачи». Цель - консолидация всей имеющейся информации по выбору технологий и опыту применения методов повышения нефтеотдачи.

Для реализации проекта «Повышение нефтеотдачи за счет применения третичных методов увеличения нефтеотдачи в Западной Сибири» необходим комплексный подход с вовлечением максимального числа заинтересованных участников, что поможет найти решение на вызовы, которые стоят в настоящее время перед нефтегазовой отраслью.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГРР В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ АНАБАРСКОЙ, НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗ И ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

А.Н. Хабаров

Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А.П. Карпинского (ФГБУ «ВСЕГЕИ»), Санкт-Петербург

Объектом исследований являются нефтегазоперспективные отложения вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского нефтегазоносных комплексов в зоне сочленения Непско-Ботуобинской, Сюгджерской, Анабарской, Западно-Вилуйской и Вилуйской НГО.

В условиях неуклонного снижения текущих запасов углеводородного сырья в основных нефтегазодобывающих регионах России все большее экономическое значение приобретает освоение северных малоизученных районов Сибири. К одному из них относится территория исследования, вблизи которой проходит трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан».

К настоящему времени в пределах района исследований на территории Вилуйской НГО открыто 2 месторождения газа: Среднетюнгское и Нижнетюнкское. В пределах Лено-Тунгусской НГП промышленные залежи нефти и газа пока не выявлены, что, в частности, связано с крайне слабой изученностью территории буровыми и сейсмическими работами.

Исследуемая территория, площадь которой составляет 196 000 км², слабо изучена современными геофизическими методами, средняя плотность сейсмических профилей МОГТ составляет 0

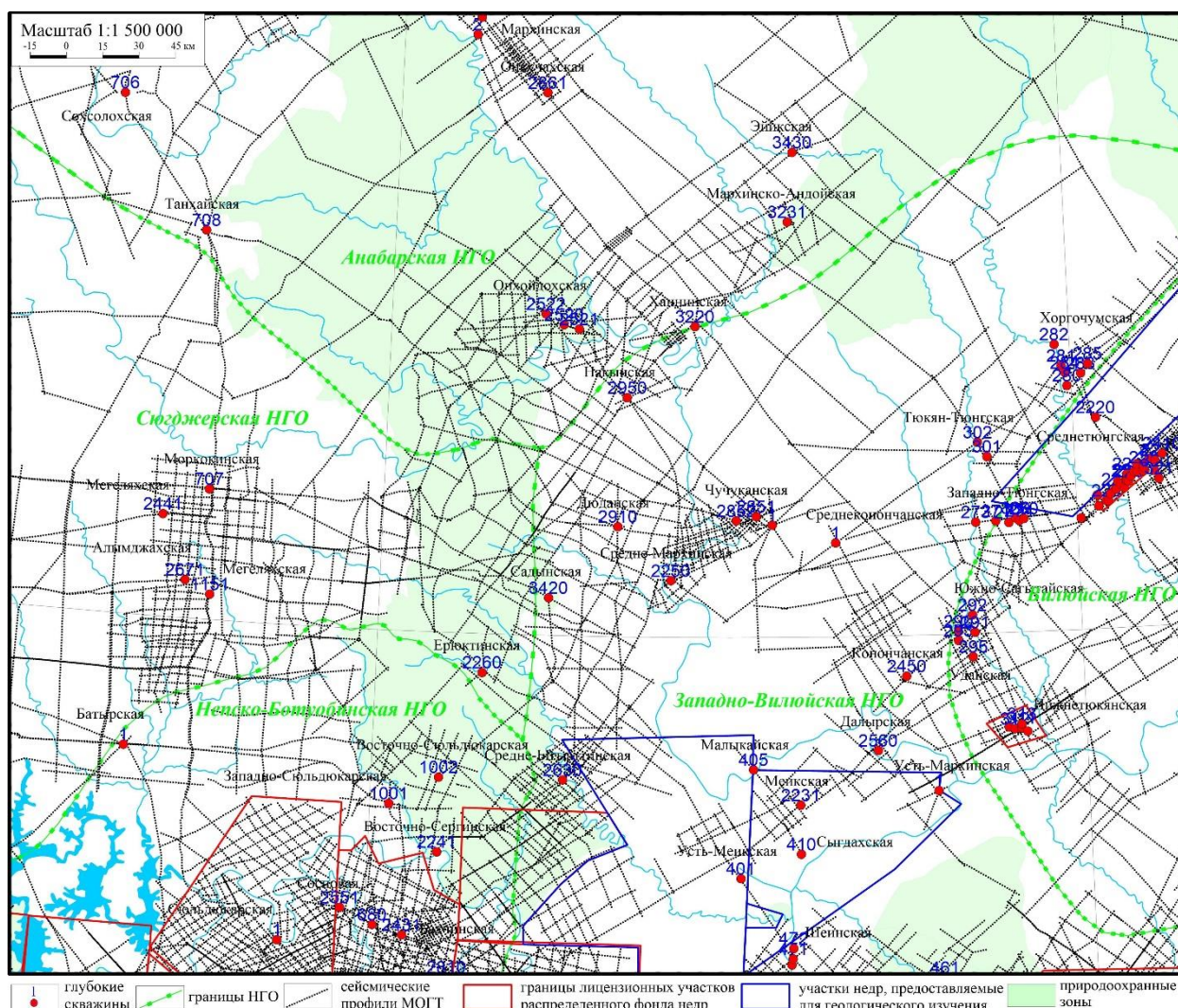


Рис.1. Карта изученности территории сейсморазведкой МОГТ 2Д и глубоким бурением

В рамках работы по созданию региональных геологических моделей вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского нефтегазоносных комплексов с использованием классических и современных методических приемов в пределах территории исследований выполнено:

- построение корреляционных лито-стратиграфических профилей через основные структурные элементы,
- в интерпретационном сейсмическом проекте выполнено картирование отражающих горизонтов в целевом разрезе с выделением разломов,
- составлена схема разрывных нарушений осадочных комплексов,
- построение структурных карт сейсмогеологических комплексов,
- комплексный анализ материалов ГИС и петрофизических исследований с оценкой качества коллекторов и покрышек нефтегазоносных комплексов.
- построение карт мощностей, карт распространения коллекторов основных перспективных нефтегазоносных горизонтов,
- построение карт мощностей сульфатно-галогенных отложений юрегинской, толбачанской, чарской и метегерской свит,
- комплексный анализ материалов сейсморазведки, ГИС и полученных материалов, построение региональных геологических моделей вендского терригенного и карбонатного венд-кембрийского нефтегазоносных комплексов на основе текущего состояния геолого-геофизической изученности, локализованы наиболее перспективные объекты.

В геологическом строении района работ принимают участие два структурных этажа: архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и вулканогенно-осадочный чехол, выполненный отложениями рифея, венда и фанерозоя (рис. 2).

Детальные исследования физических свойств глинистых пород по различным нефтегазоносным провинциям показали, что существует достаточно четкая зависимость между пористостью глинистых пород, уменьшающейся с глубиной, плотностью глинистых пород, растущей по мере погружения, и их способностью к растрескиванию [1].

Ход уплотнения глинистых пород в конкретных геологических условиях строго определяется глубинами максимального погружения - главное значение имеют горное давление и динамика оттока поровых вод. Наличие относительно непроницаемых (соли) или слабопроницаемых (мощные глинистые толщи) покрышек и даже скорость погружения толщ более существенны, чем длительность их пребывания в зоне максимальных глубин. С ростом глубины и температуры в недрах значительно ухудшаются изолирующие свойства глинистых покрышек и как следствие ухудшаются коллекторские свойства пород, увеличивается вертикальная подвижность УВ. Установлена вертикальная зональность распределения экранирующих свойств. В интервале значений открытой пористости менее 7,5% глинистые породы уплотнены и аргиллитоподобны. В них резко возрастает густота субвертикальных микротрещин. Отложения относятся к зоне сильного уплотнения - глинистые покрышки низкого качества и неспособны удерживать скопления УВ.

Пористость аргиллитов рифея изменяется от 1,2 до 1,7 % (Накынская скв. 2950), аргиллитов терригенного венда от 0,14 до 6,6 % (среднее 2,42%), плотность от 2,57 г/см³ до 2,98 г/см³ (среднее 2,70 г/см³). Аргиллиты ботубинского горизонта бюксской свиты характеризуются пористостью 0,41-1,99%, плотностью 2,65-2,91 г/см³. В карбонатном комплексе венда-нижнего кембрия и соленосно-карбонатном комплексе нижнего кембрия глинистые покрышки также низкого качества.

Таким образом, глинистые покрышки отложений рифея, венда, нижнего кембрия низкого качества и неспособны удерживать скопления УВ, эффективные покрышки в этой части разреза представлены только соленосными отложениями нижнего кембрия.

Второй уровень эффективных флюидоупоров в венд-кембрийском разрезе территории связан с карбонатно-глинистыми отложениями верхоленской серии средне-верхнекембрийского возраста (до глубин 2500 м) – бордонская, мархинская свиты. Пористость аргиллитов бордонской свиты на Усть-Меикской площади на глубинах 2320,3-2336,3 м изменяется от 7,53 до 9,51 % (среднее 8,7%), аргиллитов мархинской свиты верхнего кембрия на Танхайской площади на глубинах 610-827 м от 12,26 до 15,09 % (среднее 13,68%).

В Вилуйской синеклизе и на Хоргочумской моноклинали эффективные покрышки отмечаются в отложениях девона, перми, триаса.

В результате проведенных работ на основе текущего состояния геолого-геофизической изученности локализованы наиболее перспективные объекты.

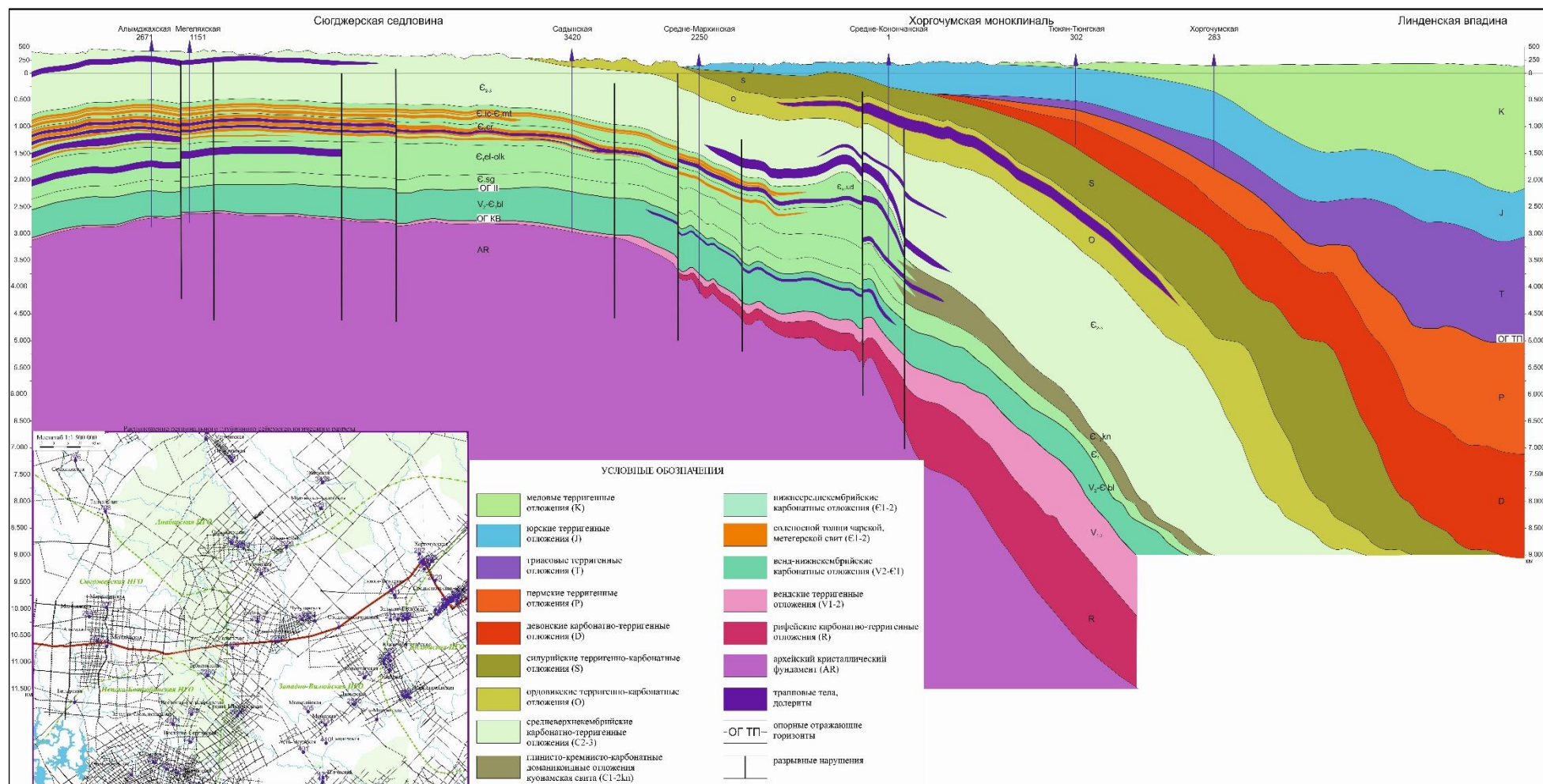


Рис. 2. Региональный глубинный сейсмогеологический разрез

Учитывая структурные особенности территории, наличие пластов песчаников, в зонах выклинивания терригенных горизонтов – ботуобинского, талахского, формировались литологически и тектонически экранированные залежи УВ. В настоящее время талахский, ботуобинский горизонты характеризуются остаточной нефтегазоносностью (изучение кернового материала, материалы ГИС). Учитывая сложное строение территории исследований с широким развитием дизъюнктивных нарушений, возможно формирование вторичных тектонически экранированных залежей в верхней части ниже-среднекембрийских отложений.

Основные перспективы нефтегазоносности района исследований в пределах Анабарской, Сюгджерской, Непско-Ботуобинской и Западно-Вилуйской НГО связаны с карбонатными подсолевыми отложениями осинского и юряхского горизонтов, межсолевыми и подсолевыми карбонатными отложениями олекминской, чарской и ичерской, метегерской свит.

Структурная поверхность по подошве эффективной покрышки (подошвы нижних соленосных пачек юрегинской, толбачанской, чарской и метегерской свит, в зоне развития рифогенных отложений нижнего-среднего кембрия подошва карбонатно-глинистых отложений верхоленской серии средне-верхнекембрийского возраста, в глубоководной части бассейна подошва кремнисто-карбонатно-глинистой доманикоидной куонамской свиты) хорошо демонстрирует механизм формирования крупного Силигир-Мархинского скопления битумов в отложениях силигирской свиты среднего кембрия и мархинской свиты верхнего кембрия на северном замыкании Мархинского вала, именно туда направлен региональный подъем поверхности подошвы эффективной покрышки в венд-кембрийском карбонатном разрезе.

Перспективы нефтегазоносности рифогенных отложений нижнего-среднего кембрия связаны с положительными структурными осложнениями по поверхности подошвы эффективной покрышки в венд-кембрийском карбонатном разрезе – подошва карбонатно-глинистых отложений верхоленской серии средне-верхнекембрийского возраста.

Заключение

Анализ перспектив нефтегазоносности территории позволяет наметить основные направления геолого-разведочных работ:

1. Рекомендуются проведение региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2D в пределах Ыгыаттинской впадины и Хоргочумской моноклинали. Предлагаемыми работами будет уточнено положение карбонатного рифогенного барьера ниже-среднекембрийского возраста, разделяющего крупную солеродную область в южной части Сибирской платформы от морского бассейна в ее северной части, уточнена область развития соленосных отложений нижнего и среднего кембрия, уточнено положение границ выклинивания пермских и триасовых терригенных отложений.

2. В пределах Сюгджерской и северной части Непско-Ботуобинской НГО поиск ловушек, связанных с песчаниками улаханского горизонта.

3. В пределах Анабарской, Сюгджерской, Непско-Ботуобинской и Западно-Вилуйской НГО поиск ловушек в подсолевых и межсолевых карбонатных отложениях – билирской, юряхской, толбачанской, чарской, метегерской свит, в районах, где развиты соленосные отложения.

4. В пределах развития рифогенного комплекса ниже- среднекембрийского возраста поиск положительных структурных осложнений по поверхности подошвы эффективной покрышки (подошва карбонатно-глинистых отложений верхоленской серии средне-верхнекембрийского возраста).

5. В пределах Хоргочумской моноклинали картирование зон выклинивания терригенных отложений перми и триаса, с которыми связываются неантиклинальные, литологически и тектонически-экранированные ловушки с нефтяным насыщением.

Литература

1. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. - Л.: Недра, 1992. - 239 с.

ВОЗМОЖНОСТИ НАРАЩИВАНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Р.С. Хисамов, С.Е. Войтович, Т.В. Гилязова, П.В. Чинарева

ПАО «Татнефть», Казань

За последние годы доразведка месторождений бурением разведочных и эксплуатационных скважин обеспечивает менее 50 % прироста запасов нефти. Объем геологоразведочных работ за последние 15-20 лет сократился в три раза.

В структуре прироста лишь незначительную долю составляет прирост от открытий новых месторождений. Все эти открытия сосредоточены или в новых, или на периферии изученных нефтегазоносных районов. Поэтому перспективы дальнейших открытий требуют инновационного прорыва в геологоразведочных технологиях.

Систематическое и целенаправленное изучение территории Республики Татарстан началось с 30-х годов прошлого столетия и продолжается в настоящее время.

За историю проведения геологоразведочных работ на территории РТ выполнен широкий комплекс как региональных, так и детальных геолого-геофизических исследований. Территория республики полностью исследована региональной геологической съемкой, гравиметрическими, аэромагнитными и аэрокосмогеологическими исследованиями, регионально-профильной сейсморазведкой. Проведены детальные работы – геологическая съемка, гравиметрические, аэромагнитные и аэрокосмогеологические исследования, электроразведочные работы, сейсморазведочные работы (МОВ, МОГТ-2Д, МОГТ-3Д).

На территории республики активно проводилось структурное и глубокое поисковое и разведочное бурение. Пробурено более 23 тысяч структурных, параметрических, битумных и гидрогеологических скважин, эффективность структурного бурения составила в целом по Татарстану 71%. Пробурено около 5000 поисковых, разведочных и оценочных скважин.

Для обеспечения стабильной добычи нефти разведанными запасами, на восточной высокоперспективной территории проводятся планомерные поиски, разведка, подготовка к разработке новых месторождений, а также продолжается региональное геолого-геофизическое изучение и поиски месторождений в западных районах республики.

Основным методом выявления перспективных объектов и их подготовки к глубокому бурению на новых площадях является сейсморазведка МОГТ, информативность которой в последние годы существенно возросла.

На современном этапе объектом геологоразведочных работ являются малоамплитудные поднятия, опойсывание которых связано со значительными рисками.

Территория Республики с многолетним опытом разведки и добычи нефти вступила в позднюю стадию освоения нефтяных ресурсов, которая имеет свои особенности и которые необходимо учитывать при определении стратегии ГРП:

- На поздней стадии нефтепоисковых работ в платформенных областях со сравнительно небольшой мощностью осадочного чехла компании вынуждены ориентироваться на поиски небольших залежей, приуроченных к локальным поднятиям или зонам выклинивания,

- Ориентировка на поиски мелких, сложнопостроенных залежей требует применения более совершенных методов исследования, позволяющих с высокой точностью определять места заложения глубоких скважин.

- Достоверность картирования мелких и малоамплитудных поднятий понижается, это связано с разрешающей способностью геолого-геофизических методов выявления структурных и литологических особенностей разреза.

- На поздней стадии освоения региона, как правило, приходится выходить с геологоразведочными работами в менее перспективные районы. Это обуславливается районированием территорий по степени перспектив нефтегазоносности и естественным первоочередным изучением более перспективных площадей, что снижает возможности подготовки новых ресурсов.

Несмотря на накопленный опыт в области геологоразведочных работ, для отечественной нефтяной промышленности представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки углеводородов. Это обусловлено как структурой «нетрадиционных» запасов нефти, так и необходимостью более полной, экономически эффективной выработки запасов углеводородов для достижения высокой степени их извлечения.

Генератором инноваций должны стать новые наукоемкие технологии. В отрасль должны прийти новые методы разработки сложных и трудных месторождений.

На современном этапе опоискования на территории Татарстана разработаны и успешно внедряются технологии, основанные на применении комплекса сейсморазведочных работ и новых методов локального прогноза нефтегазоносности, основной особенностью которых является относительная малозатратность. На ряде участков методы локального прогноза нефтегазоносности выступают как самостоятельные.

Методы локального прогноза нефтеносности, созданные и применяемые в ТГРУ ПАО «Татнефть»:

❖ Геохимические исследования и определение критериев нефтеносности лабораторным изучением геохимических проб (технология на основе принципа пассивной адсорбции).

❖ Комплекс геофизических и газо-геохимических методов (ГГХМ) - совместное использование электроразведки методом естественного электрического поля (ЕП), наземной магниторазведки и газо-геохимического анализа приповерхностных проб грунта.

❖ Метод нейрокompьютерной обработки данных сейсморазведки «Нейросейсм» с целью прогнозирования локально-нефтеносных залежей в карбонатных комплексах девона и карбона, который разработан в ТГРУ ПАО "Татнефть" и используется более 15 лет.

Инновационная технология геохимических исследований на основе принципа пассивной адсорбции при поиске и разведке углеводородов

Геохимические поисково-разведочные исследования по технологии пассивной адсорбции углеводородов направлены на снижение геологических рисков, повышение прогноза углеводородных залежей и сокращения бурения «пустых» скважин. Исследования основаны на осадочно-миграционной концепции происхождения нефти. Вертикальный диффузионно-фильтрационный массоперенос углеводородов из залежей нефти, газа и битума приводит к формированию в перекрывающих отложениях аномалий или полей аномальных концентраций углеводородов и связанных с ними компонентов (рис. 1).

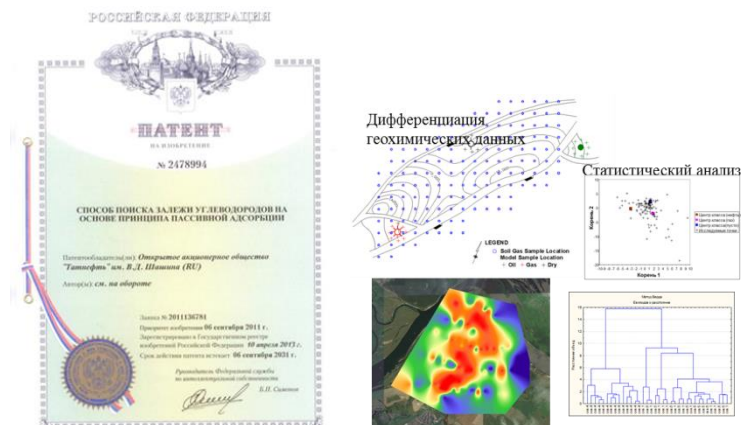


Рис. 1. Геохимические исследования на основе принципа пассивной адсорбции

Область применения геохимических исследований:

1. Исследование малоизученных областей - определение границ (зон) углеводородного потенциала обширных прежде не изученных областей; определение направлений исследования ГРП.
2. Разведка/оценка перспективности объекта - определение первоочередных объектов под глубокое поисково-разведочное бурение.
3. Разработка месторождений - определение размеров эксплуатируемых месторождений газа, нефти и битума, границ их простираения и контура ВН(Г)К.
4. Экологические исследования - проверка целостности путепроводов; оценка экологического состояния территории производственных объектов, т.к. НПЗ и т.п.

Комплекс геофизических и газо-геохимических методов (ГГХМ)

Комплекс включает совместное использование электроразведки методом естественного электрического поля (ЕП), наземной магниторазведки и газо-геохимического анализа приповерхностных проб грунта.

