

УДК 553.982/.981:550.81 (571.65/.66)

*Н.Г. Чочиа, В.Н. Кисляков (ВНИГРИ), Д.С. Яшин (НПО «Севморгео»)***ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ РАБОТ В ЗЫРЯНСКОМ ПРОГИБЕ**

Зырянский прогиб, выделяющийся в составе позднегеосинклинальной наложенной Момо-Зырянской впадины Верхояно-Чукотской складчатой области, выполнен толщей верхнеюрско-меловых и кайнозойских отложений общей мощностью 15-17 км. Анализ структурно-тектонических, литологических, гидрогеологических и геохимических характеристик прогиба, наряду с относительно большими размерами (60 тыс. км<sup>2</sup>), позволяет рассматривать его в качестве нефтегазоперспективной территории. Предлагается конкретный план второй стадии нефтегазопромысловых работ, направленный на подготовку площадей к глубокому поисковому бурению.

В статье изложены основные итоги пятилетних совместных работ ВНИГРИ и НПО «Севморгео», полученные в результате исследований авторов, а также В.Б. Арчегова, З.Е. Барановой, И.Г. Гольбрайха, Я.Д. Драновского, В.Н. Зинченко, Вл.Н. Зинченко, С.А. Истоминой, Б.И. Кима, К.Н. Колоскова, И.В. Рейнина, Д.В. Сергеева и О.Н. Яковлева.

Зырянский прогиб, представляющий собой структуру первого порядка и выполненный толщей верхнеюрско-меловых и кайнозойских отложений общей мощностью 15-17 км, выделяется большинством исследователей в составе Момо-Зырянской впадины - позднегеосинклинальной наложенной структуры Верхояно-Чукотской складчатой области [Драновский, 1974; Пуцаровский, 1960]. Структурно-тектонические, литологические, гидрогеологические и геохимические характеристики прогиба, наряду с относительно большими размерами (площадь свыше 60 тыс. км<sup>2</sup>), позволяют рассматривать его в качестве перспективной нефтегазонасыщенной территории [Мокшанцев и др., 1971; Чочиа и др., 1972; 1972а].

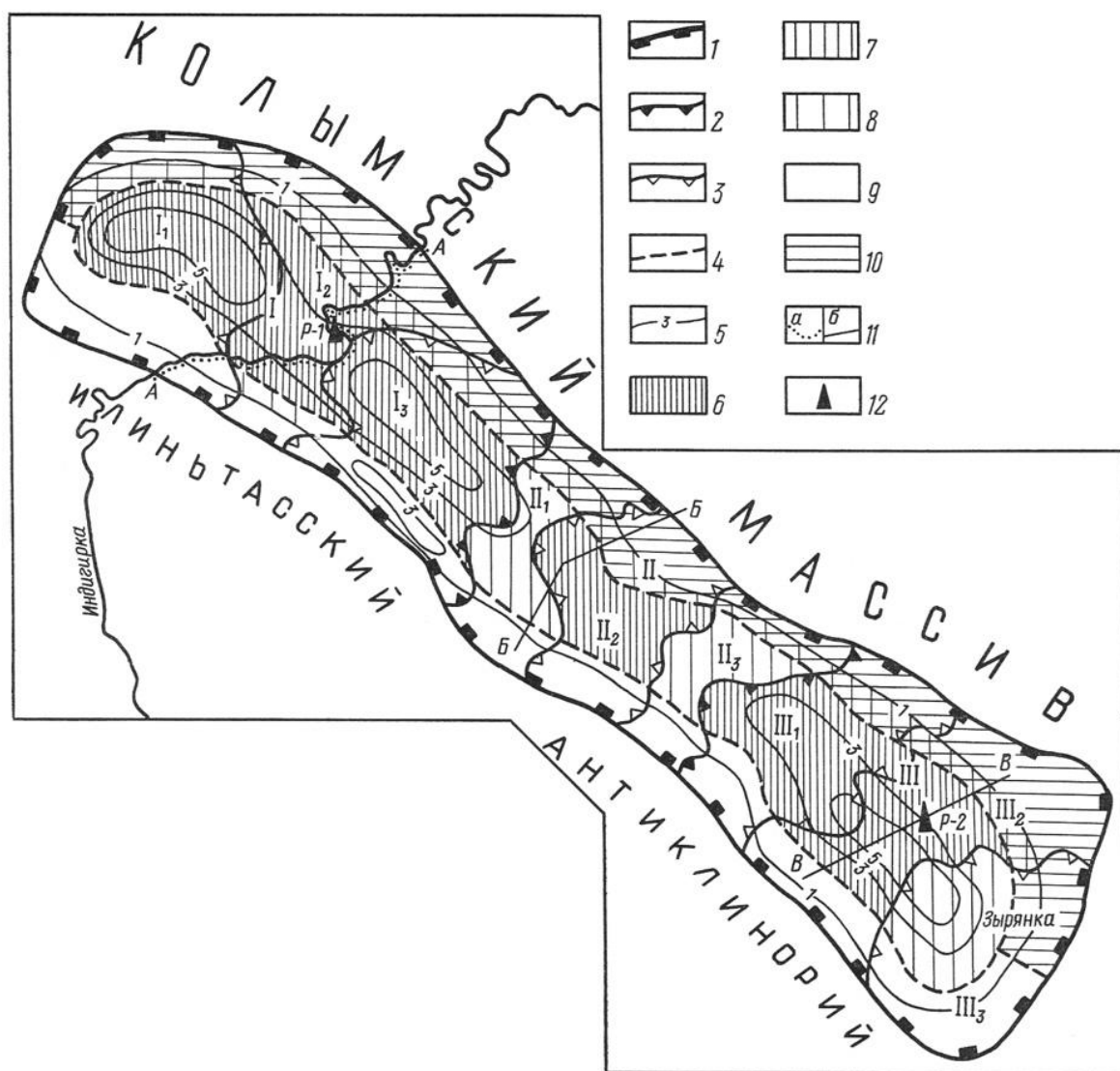
На протяжении позднего мезозоя и кайнозоя Зырянский прогиб развивался как единый седиментационный бассейн. Низы разреза сложены эффузивно-осадочными образованиями илиньтасской свиты (оксфордский, кимериджский, нижневолжский ярусы) мощностью около 850 м. На них согласно залегают аргиллитопесчаниковые отложения бастахской серии (волжский ярус) мощностью около 7 000 м, также согласно перекрывающиеся песчано-

алевритоглинистой угленосной толщей, которая включает ожогинскую, сияпскую и буоркемюсскую свиты нижнего мела (неоком - альб) общей мощностью 7 000 м. Выше с угловым несогласием и перерывом залетают верхнемеловые и кайнозойские песчано-галечные толщи предполагаемой мощностью 3 000 м.

Мезозойско-кайнозойское воздымание Илиньтасского антиклинория, прилегающего к прогибу с юго-запада, сопровождалось последовательным смещением областей максимальных мощностей разновозрастных толщ на северо-восток. В связи с этим суммарные мощности разреза и глубины залегания соответствующих толщ на различных участках территории существенно отличаются по абсолютным значениям.

Различная скорость нисходящих движений в прогибе привела к образованию системы поперечных структур с характерным чередованием мульды и седлообразных поднятий, которые являются осложнениями трех главных структур прогиба - Селенняхской и Ожогинской депрессий и разделяющей их Сулакканской седловины (см. рисунок). Анализ мощностей и фаций указывает на конседиментационный режим развития этих структур, что свидетельствует о возможности длительной аккумуляции углеводородов и благоприятных условиях латеральной миграции.

Поперечные структуры прогиба осложняются продольными линейными складками, образовавшимися в результате инверсии движений в Момо-Зырянской впадине и воздымания Илиньтасского антиклинория. Линейные склад-



Карта перспектив нефтегазоносности Зырянского прогиба.

1 — границы прогиба; границы структур: 2 — второго порядка, 3 — третьего порядка; 4 — границы продольных структурных зон; 5 — изолинии мощности нижнемеловых отложений, км; 6 — наиболее перспективные земли; 7 — перспективные земли; 8 — малоперспективные земли; 9 — наименее перспективные земли; 10 — земли, перспективные на поиски залежей в верхнеюрских отложениях; 11 — проектируемые сейсморазведочные профили: а — речные, б — наземные; 12 — проектируемые параметрические скважины. Структуры второго порядка: I — Селенняхская депрессия, II — Сулакканская седловина, III — Ожогинская депрессия. Структуры третьего порядка: I<sub>1</sub> — Западно-Селенняхская муфта, I<sub>2</sub> — Центрально-Селенняхское поднятие, I<sub>3</sub> — Восточно-Селенняхская муфта, II<sub>1</sub> — Западно-Сулакканское поднятие, II<sub>2</sub> — Центрально-Сулакканская муфта, II<sub>3</sub> — Восточно-Сулакканское поднятие, III<sub>1</sub> — Западно-Ожогинская муфта, III<sub>2</sub> — Центрально-Ожогинское поднятие, III<sub>3</sub> — Восточно-Ожогинская муфта.

ки образуют несколько разветвляющихся антиклинальных зон, разделяемых, как правило, замкнутыми синклиналиями. Последовательное уменьшение нарушенности складок, их амплитуды и крутизны крыльев в направлении от Илынтаасского антиклинория создает многообразие структурных условий аккумуляции углеводородов, т.е. возможность естественного отбора ловушек с оптимальными параметрами.

По наличию благоприятных проницаемых и изолирующих комплексов в разрезе прогиба на первый план выступает нижнемеловая толща, в которой коллекторские свойства улучшаются вверх по разрезу. Коллекторами в ней могут служить пласты средне- и мелкозернистых

песчаников мощностью до 25 м, среди которых, помимо обычных разностей с карбонатно-глинистым цементом (пористость 5-7%, проницаемость 0,1 мД), в верхней 2000-метровой части толщи на северо-западе прогиба заметную роль играют песчаники с каолинистым цементом (пористость 10-14%, проницаемость 50-80 мД). Возможные изолирующие горизонты представлены здесь глинами и аргиллитами. По мощности они соизмеримы с пластами песчаников и во фракции <0,001 мм в единичных образцах содержит до 75% монтмориллонита (район Селенняхской депрессии).

На северо-восточном, наименее дислоцированном, борту прогиба, где развиты мини-

мальные мощности разреза, благоприятные коллекторы и покрышки возможны также в верхней части бастахской серии.

Нижнемеловые отложения в сравнении с верхнеюрскими, погруженными в прогибе на глубины 7-8 км, представляются наиболее благоприятными нефтегазопроизводящими породами. В этом убеждают данные об изменении степени метаморфизма органического вещества от длиннопламенной до жирной стадии, наличие следов миграции углеводородов (по битумоидам в составе органического вещества), а также сравнение раннемеловой истории развития прогиба с другими угленосными бассейнами и районами, где в разрезах с аналогичными свойствами выделены зоны нефте- и газообразования [Конторович и Данилова, 1973].

Воды источников на территории Зырянского прогиба распределяются по составу в соответствии с его структурными особенностями и свидетельствуют о благоприятной для нефтегазоаккумуляции гидрогеологической обстановке на глубине. Селенняхская депрессия, где в составе солей вод преобладают гидрокарбонаты и сульфаты кальция, представляется гидрогеологически более закрытой, чем Ожогинская, где распространены воды хлормagneиевого типа с содержанием хлора до 94%. Низкая минерализация вод в обеих депрессиях (до 1 г/л) не снижает положительной оценки перспектив нефтегазоносности, так как известны примеры контакта залежей нефти и газа с водами столь же низкой минерализации [Равикович, 1962].

В Зырянском и Момском прогибах выявлено 14 выходов метанового газа с содержанием метана от 70 до 97,7% и дебитами до 14 м<sup>3</sup>/сут. По изотопному составу углерода они относятся к группе легких ( $\delta C^{13}$  от 6,19 до 6,26). В 18 пробах газа обнаружены тяжелые углеводороды в количестве до 0,112%. Сходными показателями характеризуются газы многих месторождений Тюменской области и Ставрополя.

Анализ всех имеющихся показателей перспектив нефтегазоносности Зырянского прогиба с учетом его структурных особенностей позволил дифференцировать территорию по категориям земель различной перспективности (см. рисунок) и произвести подсчет прогнозных за-

пасов. Подсчет, сделанный по двум вариантам объемно-статистического метода для линзы нижнемеловых отложений Зырянского прогиба показывает, что запасы территории вполне достаточны для проведения дальнейших нефтегазопроисковых работ.

Таким образом, первую стадию геолого-разведочных работ на нефть и газ, результатом которой явились уточнение основных черт строения территории и определение ее перспективности, необходимо считать завершенной. Вторая стадия, направленная на подготовку площадей к глубокому поисковому бурению, должна содержать следующий комплекс совместно производимых исследований.

1. Сейсморазведочные профили МОВ с целью проверки и уточнения положения структур, выявленных геологическими и структурно-геоморфологическими методами, для определения площадей детальных сейсморазведочных работ. В порядке очередности необходимо провести: а) сейсмопрофиль (А-А, см. рисунок) по р. Индигирке от предгорий Момского хребта до устья р. Уяндины; б) сейсмопрофили вкрест простирания прогиба через Ожогинскую депрессию (Б-Б) и Сулакканскую седловину (В-В).

2. Бурение двух параметрических скважин, Р-1 на Усть-Кебергенской и Р-2 на Мангазейской структурах, проектной глубиной 3500 м с целью изучения разреза для привязки к сейсморазведочным данным. Скважины проектируются в наиболее благоприятных структурных условиях, чтобы, в случае удачи, они смогли решать задачи поисков.

3. Гравиразведочные площадные исследования соответствующего масштаба и точности для корреляции с сейсморазведочными данными с целью выбора площадей детальных работ. Их целесообразно начать на участках проведения сейсморазведки и постепенно распространить на всю территорию прогиба.

Проведение предлагаемого комплекса исследований и обобщение его результатов позволят в ближайшем будущем обоснованно выделить площади для постановки поискового бурения и открытия месторождений в Зырянском прогибе.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Драновский Я.А. Типы отрицательных структур северо-западной части Тихоокеанского складчатого пояса и некоторые особенности их пространственного распространения. - В кн.: Особенности размещения тектонических структур

нефтегазоносных областей СССР. Л., 1974. с. 115-191.

2. Конторович А.Э., Данилова В.П. Нефтегазообразование в угленосных осадочных толщах (на примере мезозойских и палеозой-

ских отложений юга Западной и Средней Сибири) // Труды СНИИГТИМС. 1973. Вып. 167. С. 73-82.

3. Мокшанцев К.Б., Черский Н.В., Косолапов А.И. Нефтегазоносные бассейны западной части Верхояно-Чукотской мезозойской складчатой области. - В кн.: Нефтегазоносные бассейны Дальнего Востока СССР. М., 1971, с. 99-115.

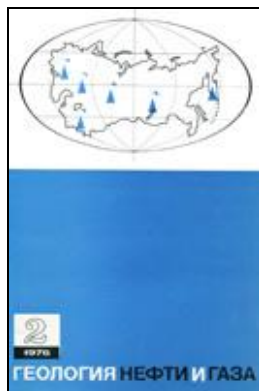
4. Пущаровский Ю.М. Приверхоянский краевой прогиб и мезозойские северо-восточной Азии. - В кн.: Тектоника СССР, т. 5, М., 1960, 235 с.

5. Равикович Х.А. Значение определения ионов аммония в водах нефтегазоносных пластов в общем комплексе геохимических исследований // Геология нефти и газа. 1962. № 11. С. 45-48.

6. Чочиа Н.Г., Баранова З.Е., Вольнов Д.А. и др. Перспективы нефтегазоносности Зырянского прогиба // Труды ВНИГРИ. 1972. Вып. 309. С. 133-150.

7. Чочиа Н.Г., Вольнов Д.А., Гольбрайх И.Г. и др. Структурно-тектонический анализ Зырянского прогиба // Труды ВНИГРИ. 1972. Вып. 309. С. 118-132.

**Ссылка на статью:**



**Чочиа Н.Г., Кисляков В.Н., Яшин Д.С. Геологические предпосылки развития нефтегазопоисковых работ в Зырянском прогибе // Геология нефти и газа. 1976. № 2. С. 22-25.**