

## К ПРОБЛЕМЕ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ УВ ДОЮРСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.А. Плотников, Б.М. Генкин, А.В. Подгорнов  
(ООО «ВНИИГАЗ»)

Проведенная общегеологическая аналогия в палеозойской истории развития арктических областей Западной Сибири и Тимано-Печорской и Прикаспийской впадин свидетельствует в пользу предположения о наличии биогермных построек

в западной и восточной частях Пур-Гыданской синеклизы и на Ямале. В этой связи главным приоритетным направлением геолого-разведочных работ (ГРР) по поиску крупных месторождений газа в промежуточном доюрском комплексе являются органогенные массивы типа новопортовского. На наличие массивных тел, возможно, связанных с органогенными постройками, указывают данные сейсморазведки. Так, на Утреннем месторождении по отражающему сейсмическому горизонту Пв аномалию с достаточно отчетливой записью можно интерпретировать как органогенную постройку толщиной 1,5...2,0 км. Аналогичная картина волновой записи наблюдается на Западно-Тамбейском поднятии. Волновую запись по сейсмопрофилю 25 в районе Уренгойского блока можно интерпретировать как протяженный полибиогермный массив, сформировавшийся в период с кембрия до девона (карбона). Прогноз этого карбонатного массива может быть основан также на схожести отрицательных гравитационных аномалий с наблюдаемыми на Новопортовском месторождении (Кучеров Г.Г., Зайчиков Г.Н., Фомичев В.А., 2000). Наличие мощных полибиогермных массивов можно предполагать в пределах ряда крупных валлообразных поднятий и отдельных крупных поднятий, в частности в пределах Заполярного крупного поднятия и др. Для окончательного решения вопроса о наличии в палеозойском комплексе Ямала и Пур-Гыданской синеклизы органогенных построек, а также для дальнейшей оценки перспектив их нефтегазоносности необходимо провести дополнительные сейсморазведочные работы в комплексе с параметрическим бурением, причем в параметрических скважинах нужно предусмотреть максимально полный отбор керн из палеозойских пород и весь комплекс ГИС, включая ВСП.

Близкие показатели группового углеводородного состава конденсатов и углеводородного состава газов из низов юры и палеозоя при достаточно сильном отличии по генетическим показателям конденсатов и газов пластов Ю<sub>2-3</sub> и низов юры, установленные по Новопортовскому месторождению, свидетельствуют

Рассмотрены особенности формирования залежей УВ в доюрских образованиях Севера Западной Сибири. Обоснованы первоочередные направления ГРР в доюрских комплексах Среднеямальской антеклизы и Пур-Гыданской синеклизы.

Specific features of HC deposits formation in Pre-Jurassic accumulations in the North of West Siberia are discussed. The priority directions of geological exploration works in the complexes of the Mid-Yamal antecline and Pur-Gydan syncline are substantiated.

о наличии самостоятельного источника генерации УВ для залежей нижней части разреза, возможно, связанного с палеозойскими карбонатными отложениями.

Следует подчеркнуть, что углеводородные газы отложений палеозоя (Новопортов-

ское месторождение) и триаса (Тюменская сверхглубокая скважина СГ-6) характеризуются тяжелым изотопным составом углерода. Значения  $\delta^{13}C_{CH_4}$  в первом случае изменяются от -32,25 до -33,87 %, во втором – от -32,1 до -33,9 %, т. е. это газы высокотемпературной газовой зоны, которые резко отличаются от изотопно-«легких» газов сеномана (газы низкотемпературной газовой зоны), в которых значения  $\delta^{13}C_{CH_4}$  по продуктивным горизонтам месторождений Севера Западной Сибири изменяются от -50,86 до -65,36 %. В свою очередь значения  $\delta^{13}C_{CH_4}$  по продуктивным горизонтам нижнемеловых отложений изменяются от -41,82 до -34,3 %; юрских отложений – от -36,56 до -33,34 % (Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоел М., 1999; Титова Г.И., 1996 и др.).

Очевидно, источником генерации и миграции газов залежей палеозойских и триасовых отложений, характеризующихся «тяжелым» изотопным составом, были крупные зоны погружений.

Э.М. Прасолов на составленной им схеме образования и миграции газа выделял на Севере Западной Сибири в качестве основных два газогенерационных интервала: среднеглубинный (4,0...4,5 км) и глубинный (7...8 км). Формирование залежей он представлял как следствие миграции и смешения газов этих двух источников.

Глубокое бурение и, в частности, результаты бурения Тюменской скв. СГ-6 дали возможность прямого исследования глубинных флюидов и подтвердили вероятность существования мощного источника углеводородных газов на глубинах 7...8 км (Прасолов Э.М., Титова Г.И., Токарев И.В., 2000).

Последний вывод находит подтверждение при изучении газового состава флюидов Тюменской скв. СГ-6. Так, в верхах изученной части разреза (3780...3950 м) Тюменской скважины (глинистые породы баженовской и васюганской свит) сосредоточены исключительно жирные УВГ, доля ТУ в которых в ряде образцов достигает почти 100 %. Начиная

с 4 км увеличивается содержание метана, особенно с глубины 4,8 км. Зона сухих (метановых) газов простирается практически до самых низов изученного разреза (7,3 км), включая вулканиты на глубине более 7 км, в газах которых объемное содержание метана 34 %, а доля ТУ менее 2 %.

Комплекс данных, полученных в результате исследования газовой компоненты ядра глубоких скважин, указывает на то, что зона генерации УВГ, прежде всего, метана распространяется на глубины залегания осадочной толщи, превышающие 7 км.

Газовый потенциал доюрских образований Пур-Гыданской области оценивается от 3 до 8,5 трлн м<sup>3</sup> газа.

Результаты палеотектонического анализа свидетельствуют о том, что доюрские (палеозойские и триасовые) образования в пределах длительно и устойчиво развивающихся крупных положительных тектонических элементов I и II порядка (мегавалы, валы, крупные поднятия и др.) в течение геологической истории находились на основных путях струйной миграции из сопряженных с ними мегапрогибов и впадин (Хадуттейская впадина, Нижнепурский и Мерояхинский мегапрогибы и др.) (рис. 1).

Среди путей струйной миграции УВ в доюрских комплексах, в пределах которых расположены высокоперспективные объекты поисков новых скоплений УВ, можно, в частности, назвать следующие:

I направление – от Хадуттейской впадины и Нижнепурского мегапрогиба к Центрально-Уренгойскому валу, через сводовую зону Юбилейного крупного поднятия, Ямсовейский вал, Комсомольское крупное поднятие и т. д.;

II направление – от Нижнепурского мегапрогиба в направлении Айвасадапурского и Етыпурского поднятий;

III направление – из глубокопогруженных Нижнепурского и Мерояхинского мегапрогибов в пределы Газовского и Заполярного крупных поднятий.

Следует также обратить внимание на то, что на севере изучаемого региона имеются условия для струйной миграции УВ из областей глубокого погружения осадочных платформенных палеозойских пород в западном направлении в пределы Среднеямальской антеклизы.

По данным В.С. Бочкарева (1996), в пределах наиболее погруженных зон Хадуттейской впадины и Нижнепурского мегапрогиба развита мощная толща палеозойских платформенных отложений. Речь здесь идет не об отдельном участке, а об огромном Туруханно-Енисейском бассейне с потенциальными ресурсами УВ в несколько миллиардов тонн условного топлива, являющемся западной частью Сибирского палеозойского кратона.

Анализ имеющихся буровых и сейсморазведочных материалов свидетельствует о том, что в северной и восточной частях изучаемого региона в пределах всех крупных положительных тектонических элементов I и II порядков (мегавалы, валы, крупные поднятия и др.)

отмечаются обширные зоны прислонения пород триаса к палеозойским образованиям. В этих зонах прислонения из в основном газопroduцирующих триасовых отложений могла происходить (а возможно, еще продолжается) миграция (переток) очень значительных объемов УВ (преимущественно газа) в палеозойские образования.

Кроме того, на территориях отсутствия отложений триаса (западные и южные районы изучаемого региона) перетоки УВ в палеозойские отложения (и, в частности, в пределы крупных поднятий) могли происходить из юрских (в частности, нижнеюрских) отложений, прислоняющихся к породам палеозоя. При этом большая часть газа, поступающего здесь в палеозойские отложения из нижнеюрских, несомненно, является транзитной, имеет триасовое происхождение, т. е. поступает за счет дальней струйной миграции из зон погружения триасовых (и палеозойских) отложений (см. рис. 1). При оценке перспектив газоносности доюрских комплексов Севера Западной Сибири среди других важных факторов образования и сохранения залежей УВ следует учитывать позднейшую, возможно, еще продолжающуюся, мощную генерацию и миграцию газа в глубокопогруженных триасовых отложениях.

Следует также учитывать, что мощными очагами образования и миграции газа могут являться погребенные пермо-триасовые прогибы [2, 3]. В пределах современной глубокопогруженной Хадуттейской впадины расположена значительная восточная часть погребенного Ен-Яхинского пермо-триасового прогиба, погруженного под ортоплатформенным чехлом более чем на 5...6 км (толщина пермо-триасовых отложений 3...5 км). В глубокопогруженной части Ен-Яхинского прогиба по аналогии с уникальными угольными бассейнами пермского возраста (Тунгусским, Таймырским, Печорским) может располагаться пермская угольная формация со значительными запасами угля [3]. Термохимическое преобразование рассеянного органического вещества и пластового угля могло обеспечить образование и последующую миграцию огромных объемов УВ. Другим столь же мощным очагом газообразования, несомненно, являлись терригенно-угленосные верхнепалеозойские отложения Пурского мегапрогиба, устойчиво развивающегося в палеозойское и мезозойское время.

По указанным выше основным путям струйной миграции УВ из зон глубокого погружения палеозойских, триасовых и нижнеюрских осадочных отложений могли мигрировать огромные объемы УВ. При этом, учитывая "промывающий" эффект огромных объемов газа, поступающего из глубокопогруженных зон, следует указать, что на путях этой миграции были сформированы преимущественно газоконденсатные (возможно, с нефтяными оторочками) и газовые залежи.

Причем по мере углубления мегапрогибов и впадин, увеличения региональных наклонов пластов палеозоя и триаса, расформирования глубокопогруженных ловушек и разрушения связанных с ними залежей

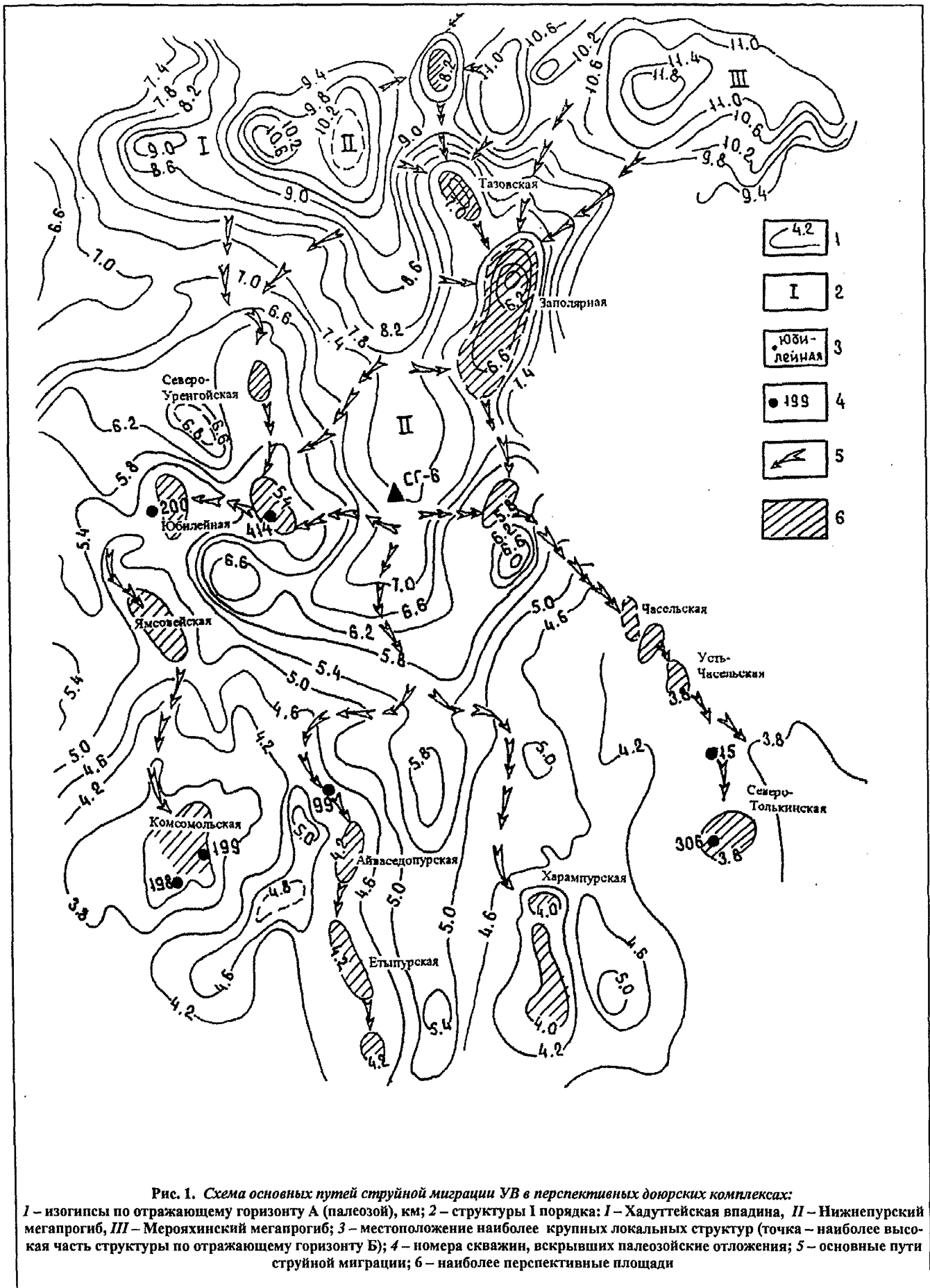


Рис. 1. Схема основных путей струйной миграции УВ в перспективных доюрских комплексах: I – изогипсы по отражающему горизонту А (палеозой), км; 2 – структуры I порядка: I – Хадуттейская впадина, II – Нижнепурский мегапрогиб, III – Мерояхинский мегапрогиб; 3 – местоположение наиболее крупных локальных структур (точка – наиболее высокая часть структуры по отражающему горизонту Б); 4 – номера скважин, вскрывших палеозойские отложения; 5 – основные пути струйной миграции; 6 – наиболее перспективные площади

УВ струйная миграция УВ по рассмотренным выше основным путям может существенно возрасти.

Такое совместное поступление газа из различных источников (палеозой и триас) делает особенно надежным обеспечение газом рассмотренных основных путей миграции.

Латеральная струйная миграция УВ в палеозойских отложениях изучаемого региона осуществлялась по ряду проницаемых трещинных и трещинно-кавернозных пачек коллекторов карбонатных и терригенных пород, расположенных как внутри палеозойской толщи (внутренняя часть палеозойского разреза), так и в приповерхностной ее зоне (верхняя разновозрастная часть разреза – зона контакта палеозоя с вышележащими отложениями триаса и юры).

Внутри палеозойской толщи надежными флюидоупорами являются, в частности, вторично преобразованные непроницаемые разности карбонатных пород, а также непроницаемые разности терригенных пород (Новопортовское месторождение и др.) (рис. 2, 3). По данным О.О. Абросимовой и С.В. Рыжковой [1], покрышки, представленные вторично преобразованными непроницаемыми разностями карбонатных пород, весьма эффективны также и на больших глубинах.

Флюидоупоры, перекрывающие верхнюю разновозрастную часть палеозойского разреза, – глинисто-терригенные породы юры, верхнего – среднего триаса (тампейская серия) и эффузивно-осадочные породы нижнего триаса.

Причем имеющиеся фактические данные позволяют предполагать, что на большинстве перспективных площадей изучаемого района, как и на Новопортовской площади, пачки проницаемых трещинно-кавернозных карбонатных пород-коллекторов палеозоя разделены рядом надежных флюидоупоров, представленных вторично преобразованными непроницаемыми разностями карбонатных пород. Данные по Бованенковскому месторождению указывают на то, что подобное строение (чередование пачек пластов-коллекторов и покрышек – флюидоупоров) резервуара, по-видимому, характерно и для терригенных пород палеозоя.

Понятно, что такое строение природных резервуаров является весьма благоприятным фактором для формирования крупных высокоамплитудных залежей газа (при наличии соответствующих ловушек – структурных форм и поступлении достаточных объемов газа).

Рассматривая первоочередные направления ГРП в доюрских карбонатных породах Ямало-Ненецкого автономного округа, отметим, что все обнаруженные скопления УВ в палеозойских отложениях сосредоточены в пределах Среднеямальской антеклизы (Бованенковское, Новопортовское) – глубины 2,3...4,0 км. Нефтегазоносность биогермных образований в пределах Пур-Гыданской синеклизы не установлена.

В то же время палеозойские карбонатные отложения в Пур-Гыданской зоне перспективны для открытия новых крупных залежей газа как на Центрально-

Уренгойском поднятии (проектные глубины скважин 5400...5500 м), так и в сводовой зоне Юбилейного поднятия (проектная глубина скважины 5300 м); на Ямсовейском поднятии (проектные глубины 4900...5300 м), где в бурении на палеозой находится скв. 93; на Комсомольском поднятии (проектные глубины скважин 3600...4000 м), а также на Айваседопурском поднятии (проектная глубина скважин 4300...4900 м); на Харампурском поднятии (проектные глубины скважин 4100...4700 м) и др.

В пределах Среднеямальской антеклизы геолого-разведочные работы рекомендуются на Бованенковском, Харасавейском, Крузенштерновском месторождениях, а также в зоне Тамбейской группы месторождений. Здесь рекомендуется бурение ряда поисковых и параметрических скважин до глубин 3500...5500 м. Для открытия залежей УВ здесь перспективны как карбонатные, так и терригенные (Бованенковское поднятие и др.) породы палеозоя. ВНИИГАЗом по состоянию на 01.01.02 г. оценены ресурсы категории С<sub>3</sub> палеозойских отложений южного купола Бованенковского месторождения в объеме 152,0 млрд м<sup>3</sup> газа и 28,8 млн т конденсата.

На Харасавейском месторождении ввод в строительство глубоких скважин для поисков залежей УВ в доюрских (триасовых и палеозойских) отложениях планируется в 2003–2005 гг.; на Бованенковском месторождении (южный и северный купола) для изучения перспектив газонефтеносности и коллекторских свойств палеозойских отложений – соответственно в 2004–2007 гг.

Известно, что освоение глубоководных газовых и газоконденсатных залежей на глубинах более 6 км – технически сложная задача, однако на Севере Западной Сибири в доюрских комплексах на больших глубинах в зоне АВПД могут быть открыты уникальные по запасам залежи. Одна из таких залежей прогнозируется в карбонатных палеозойских образованиях на Заполярном крупном поднятии. Гигантская (предположительно полибиогермная) ловушка находится в исключительно благоприятных условиях: в непосредственной близости от мощных зон прогиба палеозойских и триасовых отложений (очагов генерации УВ), на основных путях струйной миграции и аккумуляции УВ, мигрирующие из глубоководных Нижнепурского и Мерояхинского мегапрогибов (см. рис. 1). Размеры ловушки по замыкающей изолинии 6800 м отражающего горизонта А (палеозой) – 83×23 км, высота – 900 м. По-видимому, как и на других площадях региона, пачки проницаемых трещинно-кавернозных карбонатных пород разделены рядом надежных покрышек – флюидоупоров, представленных вторично преобразованными непроницаемыми разностями карбонатных пород. Сверху палеозойские карбонатные породы перекрыты вулканогенно-осадочными и осадочными породами триаса. Перспективные ресурсы газа категории С<sub>3</sub> гигантской предположительно массивной залежи ( $K_{\text{п}} = 0,12$  и с



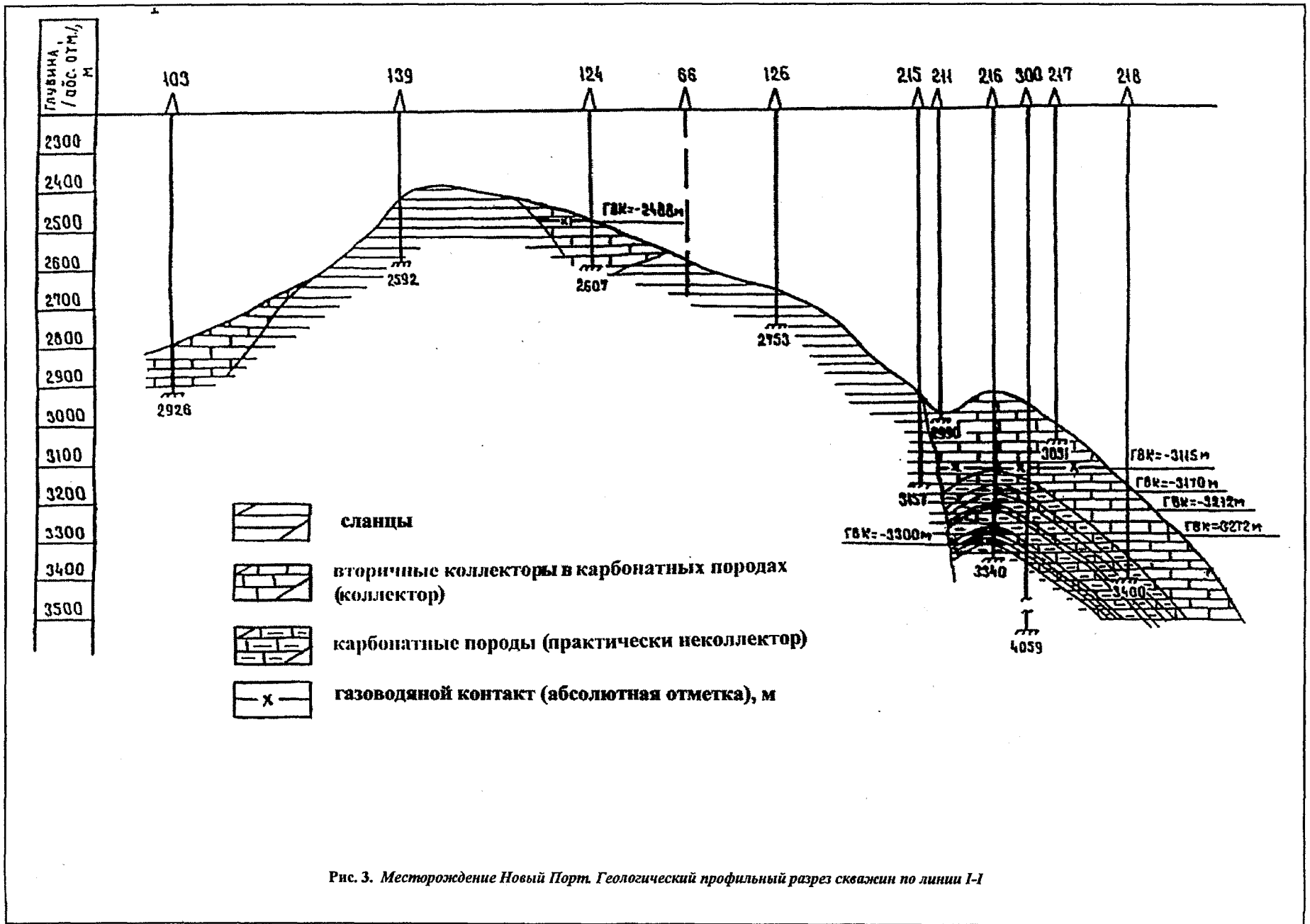


Рис. 3. Месторождение Новый Порт. Геологический профильный разрез скважин по линии I-I

учетом АВПД на глубинах ее залегания –  $K_d > 1,6$ ) составляют 1980,2 млрд м<sup>3</sup>.

Крупные и, возможно, крупнейшие залежи газа на этой площади могут быть открыты также в глубокопогруженных триасовых отложениях, в которых по аналогии с разрезом, вскрытым сверхглубокой скв. СГ-6, можно ожидать наличия вторичных сложнопостроенных высокоемких коллекторов и надежных покрывших – флюидоупоров.

Естественно, что освоение таких гигантских и крупнейших высокопродуктивных глубокопогруженных залежей – проблема не сегодняшнего, а завтрашнего дня – поисковое бурение на доюрские комплексы на этой площади планируется на 2010 г.

Разумеется, что глубокопогруженные триасовые отложения перспективны для открытия крупных залежей газа на многих перспективных площадях, расположенных на основных путях струйной миграции (см. рис. 1). Оценка перспективных ресурсов газа ка-

тегории С<sub>3</sub> триасовых отложений должна стать делом ближайшего будущего.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Абросимова О.О., Рыжкова С.В. Особенности карбонатных коллекторов в доюрских породах Западной Сибири // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. — Пермь: КамНИИКИГС, 2000.
2. Перспективы газонефтеносности доюрских образований Севера Западной Сибири / А.А. Плотников, Б.М. Генкин, М.В. Самолетов, А.В. Подгорнов // Газовая геология России. Вчера, сегодня, завтра. — М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2000.
3. Раннекеммерийские (пермо-триасовые) прогибы — новый тип газоносных структур арктической части Западной Сибири / Л.Д. Цветков, В.С. Бочкарев, В.И. Горбачев, С.А. Рьльков, С.Г. Кекух // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. — Пермь: КамНИИКИГС, 2000.

УДК 553.98:041.57:551.24 (571.5)

## АНАЛИЗ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДЕФОРМАЦИЙ В ПРЕДЕЛАХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ С ПОМОЩЬЮ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

С.В. Ивашко  
(ВНИГНИ)

Накопление фактического материала по крупным нефтегазоносным провинциям, а также развитие глобальной теории литосферных плит [7, 8] требуют периодического пересмотра отдельных положений, уточнения выявленных ранее закономерностей геологического строения и определения новых приоритетных направлений поисково-разведочных работ. При этом в отдельных ситуациях выполнение сравнительно недорогих и относительно нетрудоемких исследований может принести качественно новую объективную информацию об объектах исследований (в частности, о тектонических деформациях и новых перспективных участках нефтегазоносных провинций). Дополнительная информация может стимулировать новое осмысление и развитие существующей базовой модели геологического строения региона, которая в дальнейшем может уточняться по мере поступления новых данных.

В пределах Сибирской платформы по картам модуля градиентов ( $dZ = dX \cdot dY$ ) и по остаточным аномалиям структурной поверхности фундамента построена результирующая карта всех выделенных прогнозных дизъюнктивных деформаций. Аномалии на указанных картах, отождествляемые с дизъюнктивными дислокациями, в северо-восточной части площади исследований и в Непско-Ботубинской нефтегазоносных областях являются основным фактором формирования этих частей региона. Аномалии, которые зафиксированы в юго-восточной части площади исследований, отождествляются с тектоническими нарушениями, которые могли формировать новую нефтегазоносную область на стыке Западной и Восточной Сибири. Анализ тектонических нарушений на базе компьютерного моделирования дает объективную дополнительную информацию без значительных на то затрат.

We constructed the map of all selected predictive disjunctive deformations on a base of gradient map and residual anomalies of structural basement surface. These anomalies as a disjunctive dislocation are the most important factor of north-east and Nepsko-Botubinsky oil and gas area formation. South-east investigation region anomalies are identified with tectonic fault and could form the new oil-gas-potential area on the West and East Siberia border. Computer analysis of the tectonic fault can give additional information without significant expenditure.

В последнее десятилетие двадцатого столетия в России опубликовано много работ, посвященных обобщению материалов региональной геологии и нефтегазоносности отдельных нефтегазоносных провинций и самостоятельных нефтегазоносных областей. В частности, в работе [6] обобщены материалы по геологическому строению и нефтегазоносности крупных тектонических элементов – древних и молодых платформ и подвижных, окаймляющих платформы поясов всей территории бывшего СССР.

Для понимания развития тектонических деформаций и установления влияния их на строение не только вышезалегающих тектонических комплексов, но и на формирование осадочных комплексов нефтегазоносных провинций и месторождений нефти и газа была принята попытка с помощью компьютерного моделирования выполнить анализ блоковой тектоники Вос-