

7. Кузьмин В.И., Наливкин В.Д. Ритмичность природы и нефтегазоносность // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. — Новосибирск: Наука, Сиб. отд. — 1991. — С. 54—59.

8. Анализ мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития территории Томской области / В.А. Конторович, В.П. Мангазеев, М.А. Городников и др. // Междунар. геофиз. конф. и выставка ЕАГО, SEG: Сб. тез. — Совинцентр, 1997 г., К1.7.

УДК 553.91.061.15 (470.11)

ФОРМИРОВАНИЕ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ПЕЧОРО-КОЛВИНСКОГО АВЛАКОГЕНА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА

Н. Г. Корюкина
(ВНИГНИ)

Проанализировано формирование зон нефтегазонакопления во времени и пространстве в наиболее сложнопостроенной и высокоперспективной структуре Тимано-Печорского бассейна — Печоро-Колвинском авлакогене. Установлено, что в каждом продуктивном комплексе зоны нефтегазонакопления прошли длительный и многоэтапный процесс формирования. Выявлена роль разломов в формировании структуры осадочного чехла и образовании ловушек различного типа. Определена зависимость продуктивности ловушек от их возраста.

Даны характеристика и классификация зон нефтегазонакопления в нижних горизонтах осадочного чехла — карбонатных отложениях ордовика — нижнего девона и терригенных породах среднего — верхнего девона по фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов, дебитам скважин, типам ловушек.

Обоснованы рекомендации по направлениям, видам, объемам региональных и поисковых работ в нижних горизонтах осадочного чехла Печоро-Колвинского авлакогена и в зонах сочленения с его обрамлением.

Formation of oil and gas accumulation zones in time and space in most complex and high perspective structure of the Timano-Pechora play (Pechora-Kolvinsky rift) is considered. It is found, that each productive complex of oil and gas accumulation zone has passed through a long and many-staged process of formation. The role of faults in formation of structure of a sedimentary cover and formation of traps of various types are revealed. Relationship between traps productivity and their age is determined.

The characteristics and classification of oil and gas accumulation zones in the bottom horizons of a sedimentary cover, i.e. in ordovic and low devon carbon deposits, as well as in middle and upper devon terrigen sediments in accordance with filtration capacity properties of reservoirs, the rate of recovery, types of traps are described.

Recommendations on directions, types, volumes of regional and exploration operations in the bottom horizons of sedimentary cover Pechora-Kolvinsky rift and its setting are provided.

К настоящему времени наиболее перспективные земли Тимано-Печорского бассейна (Печоро-Колвинский авлакоген, Хорейверская впадина, Варандей-Адъзвинская структурная зона) характеризуются относительно высокой изученностью сейсморазведкой и бурением. Так, плотность сейсмопрофилирования МОГТ в Печоро-Колвинском авлакогене составляет $1,5 \text{ км/км}^2$, разбуренность территории — 56 м/км^2 , разведанность — 52 км/скважина .

Несмотря на относительно хорошую изученность сложнопостроенных высокоперспективных структур, таких, как Печоро-Колвинский авлакоген, здесь имеются значительные резервы для воспроизводства минерально-сырьевой базы. Эти резервы связаны с выявлением новых зон нефтегазонакопления (ЗНГН) как во внутренних частях авлакогена, так и на участках его сочленения с обрамляющими структурами различного генезиса. О значительном потенциале Печоро-Колвинского авлакогена свидетельствует высокая плотность перспективных (C_3) и прогнозных (D) ресурсов УВ. Обнаружение новых ЗНГН в Печоро-Колвинском авлакогене становится еще более актуальным в связи со строительством РАО «Роснефтегазстрой» нефтепровода, проходящего с востока на запад через всю территорию Ненецкого автономного округа. Протяженность трассы составляет 440 км [5]. Вблизи этой трассы имеется значительное количество выявленных и подготовленных перспективных объектов.

Понятие «зона нефтегазонакопления» и принципы ее выделения принимаются согласно определению, сформулированному в методическом руководстве по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата [7]. Данное определение подразумевает локализацию ЗНГН в регионально развитых нефтегазоносных комплексах (НГК). На востоке авлакоген ограничен Восточно-Колвинским, на западе — Шапкинским коровыми разломами. На юго-западе и юге граница авлакогена проводится по Припечорскому мантийному разлому [6]. Кроме того, коровый Западно-Колвинский разлом ограничивает с запада Колвинский мегавал. Время заложения

ния разломов, их активность и глубина проникновения в осадочный чехол различны. Так, Припечорский разлом фиксируется на дневной поверхности. Наиболее активная фаза его проявления датируется протерозойско-меловым временем. Для Восточно-Колвинского и Шапкинское разломов характерно интенсивное развитие в протерозое и палеозое. Западно-Колвинский разлом был наиболее активным в протерозое и раннем девоне.

На суше в пределах авлакогена выделяются три типа плановых соотношений распространения нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) с аккумулярующими УВ породами: 1) полное совпадение (карбонатные отложения O-D₁; D₃fr₂-C₁t; C₁v-P₁ar); 2) частичное совпадение (терригенные — D₂-D₃fr₁; C₁v₁; сульфатно-карбонатно-терригенные — P₁; терригенные — P₂); 3) полное несовпадение (терригенные — T).

По данным геохимических исследований, нефти всех продуктивных комплексов сингенетичны вмещающим отложениям [1]. Исключение составляют нефти Колвинского мегавала (Харьгинское, Возейское месторождения). Органическое вещество (ОВ) НГМТ относится к сапропелевому и сапропелево-гумусовому фациально-генетическим типам. Катагенетическая превращенность ОВ соответствует грациям ПК₃—АК. Наиболее интенсивные процессы нефтеобразования произошли при достижении НГМТ главной зоны нефтеобразования (ГЗН) при катагенетической превращенности ОВ, отвечающей грациям МК₁—МК₃ (палеотемпературы 60...130 °С). Об этом свидетельствует максимальное количество сингенетичного битума, приуроченного к отложениям, где ОВ преобразовано до стадий МК₁—МК₃ [4]. При катагенезе ОВ (градиация МК₄) интенсивность генерации жидких УВ снижается, а образование газа не достигает максимума [8]. При катагенезе ОВ градиации МК₅ (температура 150 °С) генерируется преимущественно газ — главная зона газообразования (ГЗГ). Таким образом, геологическое пространство, где ОВ преобразовано до градиации МК₄, можно рассматривать как переходное от интенсивной стадии генерации жидких УВ к активному образованию газа.

Установлено, что палеоглубинные уровни верхней, нижней границ ГЗН и границы ГЗГ, определенные по ранее опробованной методике, изменяются по площади Печоро-Колвинского авлакогена [4]. Это связано с различиями в значениях тепловых потоков, унаследованных от прошлых геологических эпох. Наибольшие палеоглубинные уровни всех трех указанных границ располагаются в северо-восточной части авлакогена (рис. 1—3). Значение современного теплового потока здесь достигает 1,30 мккал/(см²·с), а температура на глубине 1000 м — 24 °С. На юге авлакогена тепловой поток снижается до 1,1 мккал/(см²·с), а температура на глубине 1000 м — до 18 °С. Жесткий термобарический режим (5...6 °С/100 м), существовавший к началу мезозойской эры в Печоро-

Колвинском авлакогене, сопоставим с современным (до 6 °С/100 м) в Западной-Сибири [2].

Это объясняется зависимостью температурного

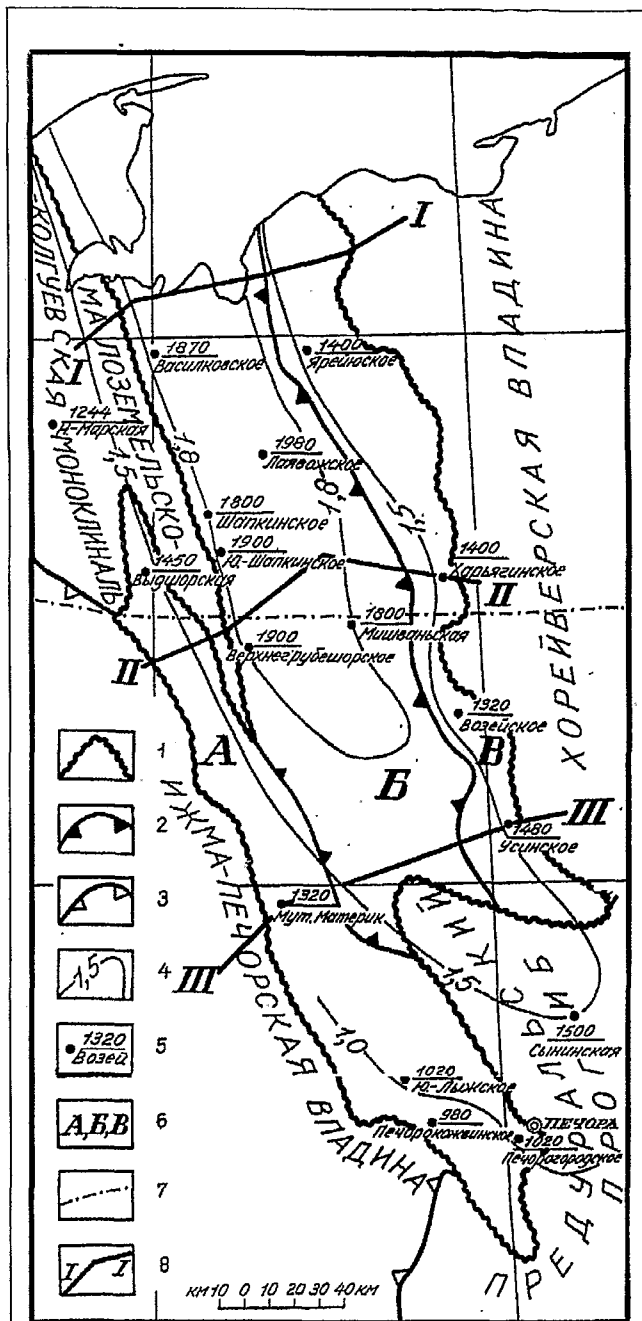


Рис. 1. Карта палеоглубинного уровня верхней границы главной зоны нефтеобразования Печоро-Колвинского авлакогена: границы: 1 — Печоро-Колвинского авлакогена, 2 — структур Печоро-Колвинского авлакогена, 3 — других тектонических элементов, 4 — изолинии палеоглубинных уровней: верхней границы главной зоны нефтеобразования, нижней границы главной зоны нефтеобразования, границы главной зоны газообразования; 5 — скважины: в числителе — глубина, м, в знаменателе — название; 6 — структуры Печоро-Колвинского авлакогена: А — Печоро-Кожвинский мегавал, В — Денисовская впадина, В — Колвинский мегавал; 7 — административная граница Ненецкого автономного округа и Республики Коми; 8 — линии геологических и палеогеологических профилей

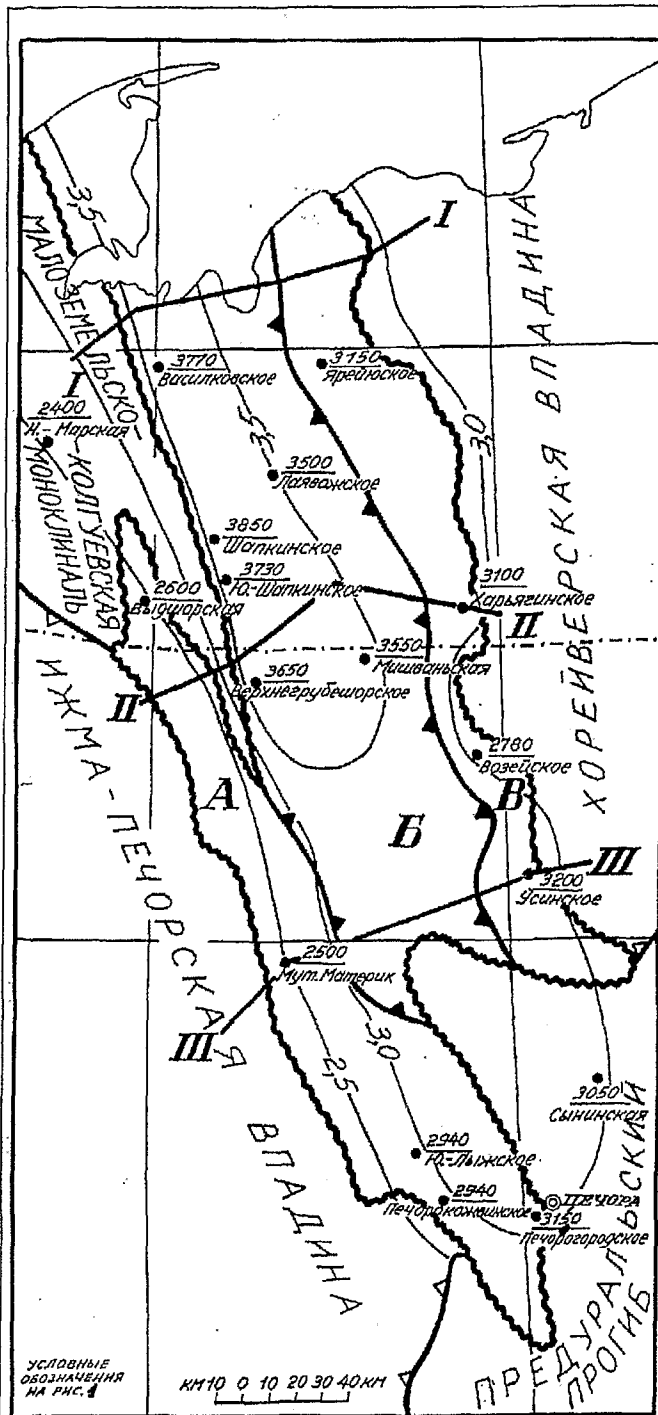


Рис. 2. Карта палеоглубинного уровня нижней границы главной зоны нефтеобразования Печоро-Колвинского авлакогена: условные обозначения см. рис. 1

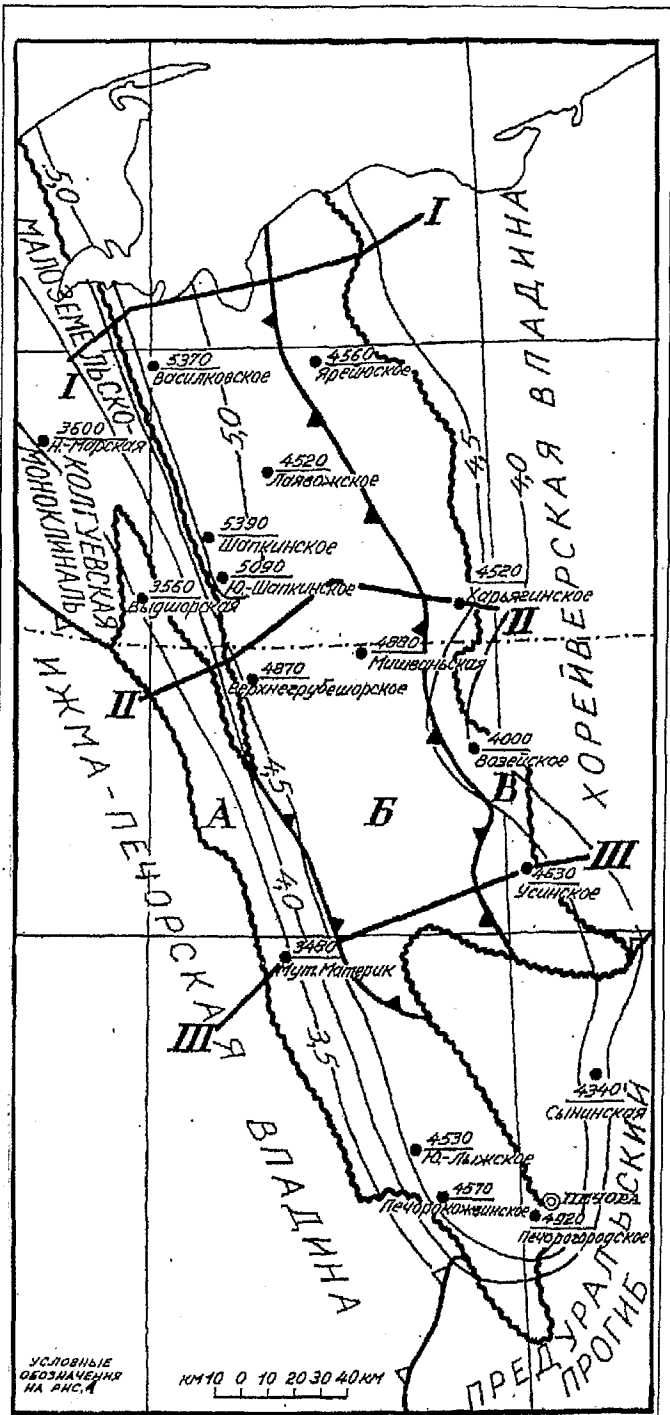


Рис. 3. Карта палеоглубинного уровня главной зоны газообразования Печоро-Колвинского авлакогена: условные обозначения см. рис. 1

режима недр от возраста фундамента [3]. В Тимано-Печорском бассейне к началу мезозойской эры возраст фундамента составлял 340 млн лет. Возраст фундамента современной Западно-Сибирской плиты достигает 235 млн лет. Следовательно, градиенты палеотемператур в начале мезозойской эры на изучаемой части древней платформы могли соответствовать градиентам современных температур на молодой платформе. Не исключено, что жесткие термобарические условия в Тимано-Печорском бассейне

не были обусловлены сжимающими напряжениями при формировании Уральского орогена в позднем палеозое — триасе. Анализ динамики вступления НГМТ Печоро-Колвинского авлакогена в ГЗН и ГЗГ показал следующее (рис. 4).

Вступление НГМТ в ГЗН произошло в начале среднедевонской эпохи. В это время в ГЗН были вовлечены НГМТ карбонатных отложений ордовика — нижнего девона в пределах Колвинского мегавала. К началу доманиковского времени в ГЗН вступили

НГМТ ордовика — нижнего девона восточной части Денисовской впадины.

В визейский век в ГЗН были вовлечены НГМТ ордовика — нижнего девона по всей площади их распространения. В это же время в ГЗН вступили терригенные НГМТ среднего — верхнего девона в пределах Печоро-Кожвинского мегавала. Начало кунгурского века ознаменовалось вступлением в ГЗГ отложений ордовика — нижнего девона в пределах Колвинского мегавала и Денисовской впадины. В это же время в ГЗН вошли терригенные породы среднего — верхнего девона по всей территории Печоро-Колвинского авлакогена и карбонатные верхнедевонско-турнейские отложения Печоро-Кожвинского мегавала.

К началу триасового периода большая часть зоны распространения карбонатных НГМТ ордовика — нижнего девона была охвачена процессами газообразования. В этот период терригенные НГМТ девона, карбонатные девона — турне, терригенные визе и карбонатные нижнего карбона — нижней перми находились в ГЗН. Начало юрского периода ознаменовалось вступлением в ГЗН терригенно-карбонатно-сульфатных НГМТ нижней перми и терригенных верхней перми. Активная генерация жидких УВ в этих породах произошла, по видимому, в меловой период.

Характерной особенностью Печоро-Колвинского авлакогена является наличие залежей углеводородов в красноцветных отложениях триаса, не обладающих, как известно, нефтегазогенерационным потенциалом. Данное явление объясняется развитием в морской части авлакогена НГМТ, способных генерировать УВ (катагенез ПК₃—МК₁). При этом условия для миграции УВ в район суши, как показал анализ, были созданы в начале юрского периода. В это время наклон триасовых отложений с севера на юг составлял примерно 3...4 м/км.

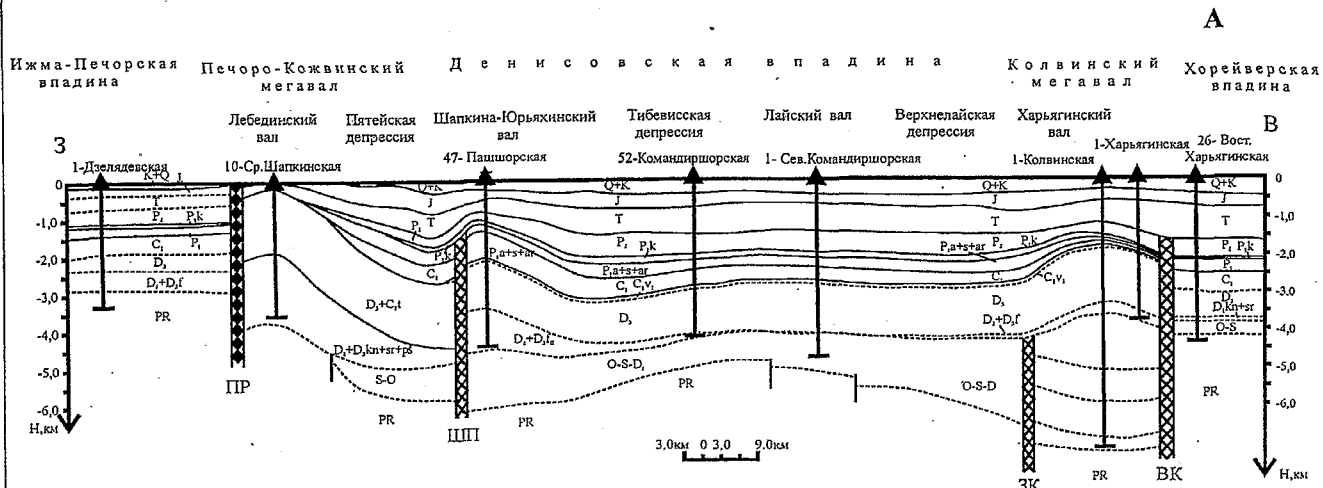
Анализ палеогеологических условий динамики генерации УВ во времени позволил выделить ЗНГН в поддоманиковых карбонатных породах ордовика — нижнего девона и в терригенных образованиях среднего — верхнего девона (рис. 5). В отложениях ордовика — нижнего девона выделяются две ЗНГН — в Денисовской впадине и в пределах Колвинского мегавала (табл. 1). В Денисовской впадине в ЗНГН открыто одно газоконденсатное месторождение — Западно-Командиршорское-II. Коллекторы в этой зоне среднеемкие, скважины средне- и высокодебитные. Ловушки преимущественно структурные и тектонически экранированные. На основании анализа динамики генерации УВ и катагенеза ОВ можно предположить, что в этой ЗНГН будут преобладать газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи.

Вторая ЗНГН, приуроченная к Колвинскому мегавалу, характеризуется каверново-поровыми коллекторами средней емкости, высокодебитными скважинами. Ловушки, связанные с вышеперечисленными разломами, относятся к структурно-стратиграфическому и тектоническому типам. Фазовое состояние УВ здесь прогнозируется как преимущественно нефтяное.

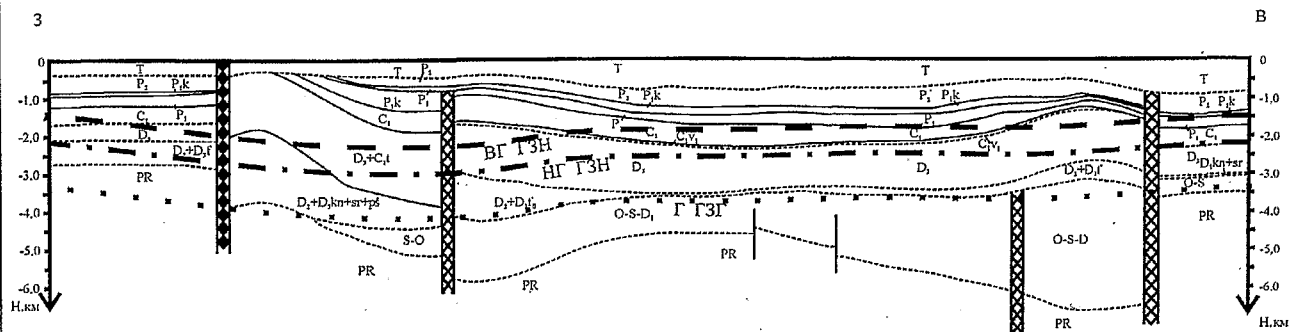
В терригенных отложениях среднего — верхнего девона выделяются ЗНГН в пределах Печоро-Кожвинского, Колвинского мегавалов и Денисовской впадины. Для этих зон характерны преимущественно среднеемкие коллекторы, высокие и средние дебиты скважин. Ловушки литологически ограниченные, структурно-стратиграфические, тектонически экранированные. Влияние времени образования ловушек на их продуктивность хорошо прослеживается на примере терригенных пород среднего — верхнего девона. По отношению времени образования ко времени вступления и нахождения НГМТ в ГЗН ловушки подразделены на три типа: догенерационные, сингенерационные и постгенерационные. Установлено, что продуктивность ловушек контролируется их относительным возрастом и типом (табл. 2). Оказалось, что 90 % геологических запасов нефти в терригенных породах среднего — верхнего девона приурочено к ловушкам догенерационного и сингенерационного заложения.

В ряде зон Печоро-Колвинского авлакогена по карбонатным отложениям ордовика — нижнего девона и терригенным породам среднего — верхнего девона перспективы нефтегазоносности не ясны.

На основании исследований можно дать рекомендации по направлениям, видам и объемам региональных и поисковых работ в сложнопостроенных ЗНГН поддоманиковых НГК (карбонатный ордовик — нижний девон и терригенный средний — верхний девон) Печоро-Колвинского авлакогена и его сочленения с обрамляющими структурами (рис. 5). В северной части Печоро-Колвинского авлакогена на своде Северо-Лаявожской подготовленной антиклинальной структуры рекомендуется заложить поисковую скв. 1. Объект подготовлен по терригенным отложениям девона и силура. Извлекаемые перспективные ресурсы (С₃) Северо-Лаявожской структуры в терригенных породах девона и силура оцениваются в 29213 млн т нефти. Глубина скважины — 5,5 км, возраст на забое — силур. Северо-Лаявожский объект следует рассматривать как первоочередной для поискового бурения. Объектом второй очереди может быть Северо-Мишваньская подготовленная структура. Извлекаемые перспективные запасы нефти в отложениях нижнего девона оцениваются в 571 тыс. т. Глубина скважины — 4,5 км. Возраст отложений на забое — силур — ранний девон.



К началу юрского периода



К началу триасового периода

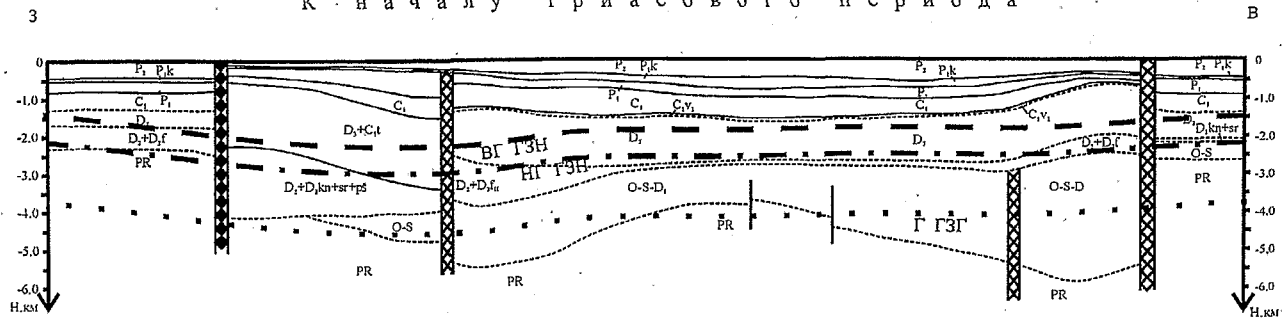
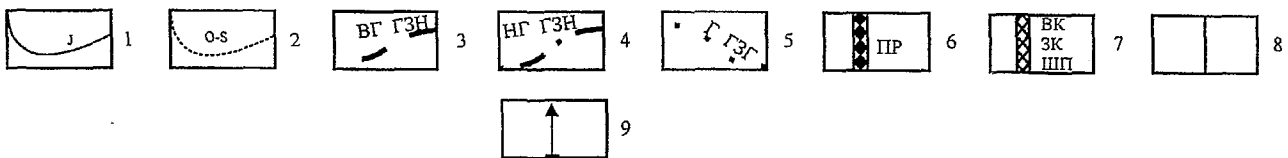
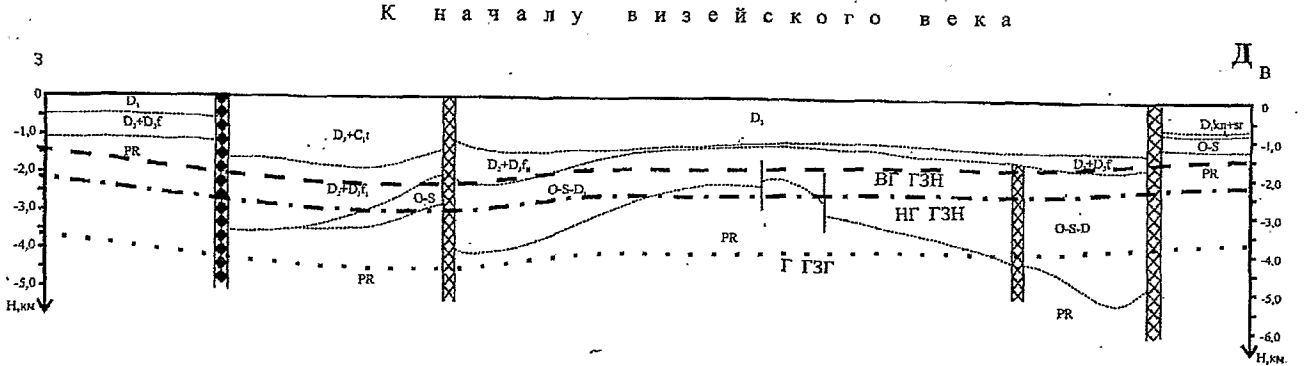
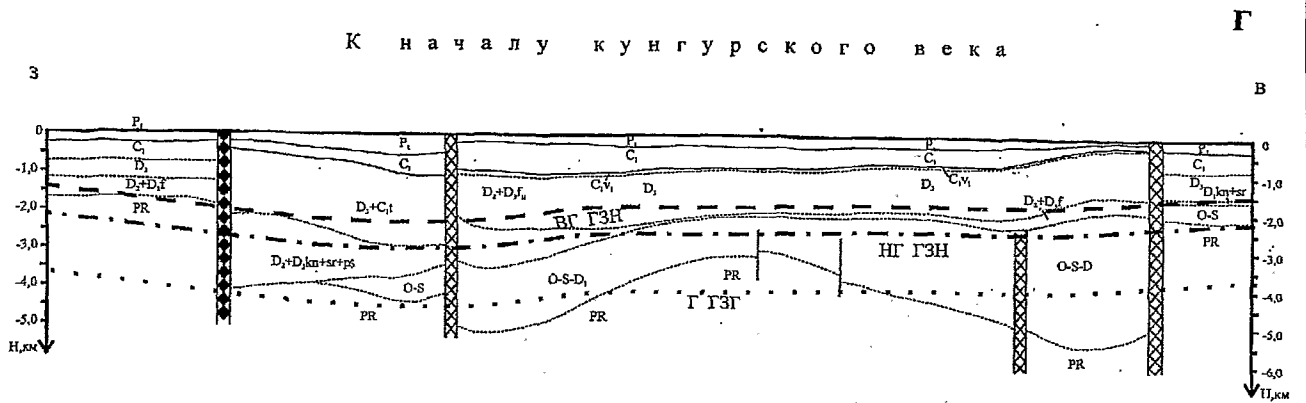


Рис. 4. Геологический (А) и палеогеологические (Б-В) границы: 1 — геологические и их возраст, 2 — размылов и их возраст, 3 — верхняя главной зоны нефтеобразования, 8 — без типизации, 9 — пробуренные скважины. Сокращения: ВГ ГЗН — верхняя граница главной зоны нефтеобразования; ВК — Восточно-Колвинский разлом; ЗК — Западно-Колвинский разлом;



профили по линии II-II. Линия профиля на рис. 1—3:
 4 — нижняя главная зоны нефтеобразования, 5 — главной зоны газообразования; разломы: 6 — мантийный, 7 — коровые,
 НГ ГЗН — нижняя граница главной зоны нефтеобразования; Г ГЗГ — граница главной зоны газообразования;
 ШП — Шапкинский разлом; ИП — Припечорский разлом

На участках с невыясненными перспективами нефтегазонасности по карбонатным отложениям ордовика — нижнего девона и терригенным породам среднего — верхнего девона рекомендуется пробурить параметрическую скв. 1 на Северо-Трошкинском выявленном объекте (Тибейвисская депрессия). Глубина скважины — 6 км, возраст отложений на забое — протерозой. Цели бурения параметрической скв. 1 — Северо-Трошкинской: 1) оценка перспектив нефтегазонасности нижних горизонтов осадочного чехла; 2) выявление их литолого-фациальных особенностей; 3) привязка динамически выраженных сейсмических отражающих горизонтов.

В зоне сочленения Печоро-Колвинского авлакогена с Хорейверской впадиной рекомендуется пробурить две поисковые скважины — 1 — Западно-Каминскую и 1 — Сынатскую (рис. 5).

Цели бурения этих скважин: 1) оценка перспектив нефтегазонасности осадочного чехла в зоне сочленения Печоро-Колвинского авлакогена и Хорейверской впадины; 2) выявление литолого-фациальных особенностей нижних горизонтов осадочного чехла (О—D₁); 3) уточнение привязки динамически выраженных сейсмических отражающих горизонтов.

Поисковую скв. 1 — Западно-Каминскую рекомендуется заложить на одноименном подготовленном объекте, расположенном на участке сочленения Ярейского вала (Печоро-Колвинский авлакоген) и Чернореченской депрессии (Хорейверская впадина). Бурение этой скважины намечается на профиле МОГТ Р-IV92, который проходит с юго-запада на северо-восток через скв. 5 — Западно-Хыльчюскую, Хыльчюское месторождение УВ, параметрические скв. 2 — Няморхитскую и скв. 1 — Северо-Чернореченскую. Западно-Каминский объект подготовлен по отложениям нижнего — среднего девона. Извлекаемые перспективные (C₃) ресурсы нефти на объекте оцениваются в 31,307 млн т. Западно-Каминскую скважину рекомендуется пробурить на глубину 6,0 км до вскрытия протерозойских отложений. Учитывая, что в Чернореченской НГО выявлено только одно месторождение УВ (Табровояхинское), Западно-Каминскую структуру следует считать объектом I очереди. Поисковую скв. 1 — Восточно-Сынатскую рекомендуется пробурить на одноименном подготовленном объекте, расположенном на участке сочленения Усинского и Возейского валов (Печоро-Колвинский авлакоген) с Сандивейским поднятием и Сынянёрдской котловиной.

Проектная параметрическая скв. 1 — Восточно-Сынатская располагается на профиле 79217-РС, который проходит с юго-запада на северо-восток через параметрические скв. 1 — Андриюшкинскую, 1 — Баганскую и Усинское месторождение УВ. Извлекаемые запасы нефти в отложениях нижнего силура на Восточно-Сынатском подготовленном объекте составляют 600 тыс. т. Скважину рекомен-

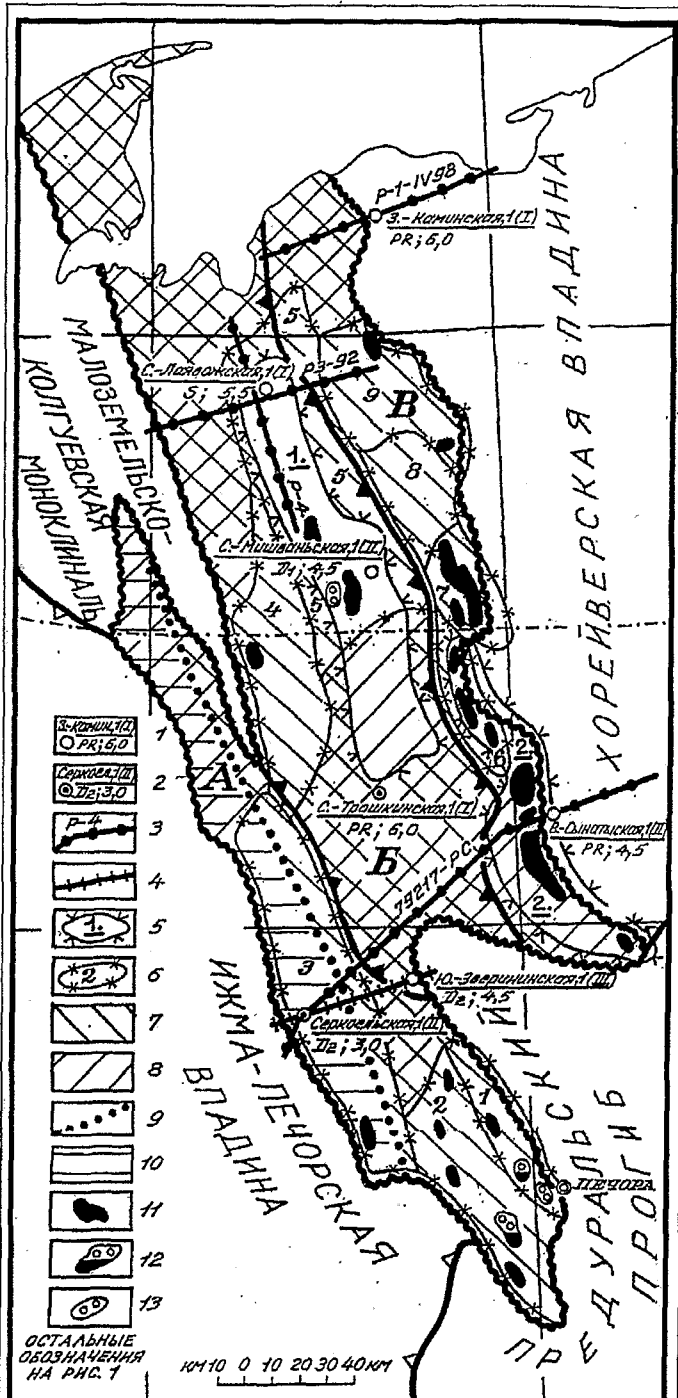


Рис. 5 Карта направлений геолого-разведочных работ в поддоманиковых отложениях Печоро-Колвинского авлакогена; рекомендуемые скважины: 1 — поисковые; 2 — параметрические (в числителе — название скважины, ее номер, очередность ввода в бурение; в знаменателе — возраст на забое и глубина, км); профили МОГТ: 3 — выполненный и его номер, 4 — рекомендуемые; границы зон нефтегазонакопления: 5 — в карбонатных отложениях ордовика — нижнего девона, 6 — в терригенных отложениях среднего — верхнего девона (номер зоны нефтегазонакопления соответствует номеру в табл. 2); земли с невыясненными перспективами нефтегазонасности: 7 — в карбонатных отложениях ордовика — нижнего девона, 8 — в терригенных отложениях среднего — верхнего девона, 9 — западная граница отсутствия карбонатных отложений ордовика — нижнего девона; 10 — отсутствие карбонатных отложений ордовика — нижнего девона; залежи УВ: 11 — нефтяные, 12 — газоконденсатнонефтяные, 13 — газоконденсатные

дуются пробурить на глубину 4,5 км до вскрытия протерозоя. Бурение Восточно-Сынатыской скважины — II очередь.

В зоне сочленения Печоро-Колвинского авлакогена и Большесынинской впадины рекомендуется бурение поисковой скв. 1 — Южно-Зверининской. Она должна быть заложена на подготовленном одноименном объекте. Перспективные извлекаемые ресурсы (С₃) нефти Южно-Зверининского объекта составляют 944 тыс. т. Проектная глубина — 4,5 км, проектный горизонт — средний девон. Цели бурения скважины — выявление залежей нефти и литолого-фациальных особенностей разреза среднего и верхнего девона, уточнение привязки сейсмических отражающих горизонтов, определение типов ловушек, коллекторов и покрышек. По данным скважины, по-видимому, будут оценены перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Печоро-Колвин-

ского авлакогена с Большесынинской впадиной. Бурение скважины — III очередь. Для более точной привязки сейсмических отражающих горизонтов и изучения зоны сочленения через проектируемую скв. 1 — Южно-Зверининскую следует продлить планируемый профиль МОГТ 17-РС на расстояние до 70 км (см. рис. 5).

В зоне сочленения Мутно-Материкового вала Печоро-Колвинского авлакогена и Янгытской ступени Йжма-Печорской впадины на профиле 79217 РС рекомендуется бурение параметрической скв. 1 — Серкоельской. Скважина размещается на одноименном выявленном объекте. Глубина скважины — 3,0 км, проектный горизонт — средний девон.

Цели бурения скважины — изучение нефтеносности разреза; получение литолого-фациальных и сейсмогеологических характеристик разреза.

Бурение скважины — II очередь.

Таблица 1

Характеристика зон нефтегазонакопления в поддоманиковых отложениях Печоро-Колвинского авлакогена

Нефтегазонасыщенные комплексы	ЗНГН, номер в таблице соответствует номеру на карте (см. рис. 5)	Тектонические элементы	Типы ловушек	Типы залежей	Фильтрационно-емкостные свойства коллектора**	Тип коллектора	Характеристика по начальным дебитам скважины***
<i>Карбонатный ордовикско-нижнедевонский</i>	1	Денисовская впадина	Структурные и тектонически экранированные с литологическим ограничением	Массивные, тектонически экранированные и литологически ограниченные	Среднеемкий	Каверново-поровый	Среднедебитные (гк), высокодебитные (гк)
	2	Колвинский мегавал	Структурно-стратиграфические и тектонически экранированные с литологическим ограничением	Пластовые сводовые и тектонически ограниченные	Среднеемкий	Каверново-поровый	Высокодебитные (н)
<i>Терригенный средне-верхнедевонский</i>	1	Печоро-Кожвинский мегавал	Структурные и литологически ограниченные	Пластовые сводовые, литологически ограниченные	Низкоемкий	Поровый	Среднедебитные (г), высокодебитные (г)
	2		Структурные, литологически ограниченные и тектонически экранированные	Массивно-пластовые и пластовые, литологически ограниченные и тектонически экранированные	Среднеемкий, высокоемкий	Поровый	Среднедебитные (н), высокодебитные (н), малодебитные (г)
	3		Структурно-литологические и литологические	Пластовые сводовые, литологически экранированные	—	Трещинно-поровый	—
	4	Денисовская впадина	Структурные	Массивно-пластовые и пластовые сводовые	Низкоемкий, среднеемкий	Поровый	Высокодебитные (н)

Нефтегазонасыщенные комплексы	ЗНГН, номер в таблице соответствует номеру на карте (см. рис. 5)	Тектонические элементы	Типы ловушек	Типы залежей	Фильтрационно-емкостные свойства коллектора**	Тип коллектора	Характеристика по начальным дебитам скважины***
Терригенный средневерхнедевонский	5	Денисовская впадина	Структурно-стратиграфические и литологически экранированные	Пластовые сводовые, литологически ограниченные	Низкоемкий, среднеемкий	Поровый	Высокодебитные (н)
	6	Колвинский мегавал	Структурно-стратиграфические	Пластовые сводовые, стратиграфически экранированные	Среднеемкий	Поровый	Высокодебитные (н), сверхвысокодебитные (н)
	7		Структурно-стратиграфические и структурно-литологические	Пластовые сводовые, стратиграфические и тектонически экранированные	Среднеемкий	Поровый	Высокодебитные (н), сверхвысокодебитные (н)
	8*		Структурно-стратиграфические и структурно-литологические	Пластовые сводовые, стратиграфические и литологически экранированные	—	Поровый	—
	9		Структурно-стратиграфические и тектонически экранированные	Пластовые сводовые, стратиграфические и тектонически экранированные	Среднеемкий	Поровый	Высокодебитные (н)

* Перспективная зона нефтегазонакопления.

** Коллектор: 1) низкоемкий (проницаемость — 0,1...10 мД; открытая пористость — 6...10 %); 2) среднеемкий (10...100 мД; 10...15 %); 3) высокоемкий (> 100 мД; > 15 %).

*** Нефтяные (н) залежи, подразделяющиеся по начальным дебитам скважин (т/сут): 1) низкодебитные — до 5; 2) среднедебитные — от 5 до 25; 3) высокодебитные — от 25 до 200; 4) сверхвысокодебитные — более 200.

Газовые (г) и газоконденсатные (гк) залежи, подразделяющиеся по начальным дебитам скважин (тыс. м³/сут): 1) низкодебитные — до 25; 2) малодебитные — от 25 до 100; 3) среднедебитные — от 100 до 500; 4) высокодебитные — от 500 до 1000; 5) сверхвысокодебитные — более 1000.

Таблица 2

Характеристика ловушек в терригенных отложениях девона Печоро-Колвинского авлакогена

Ловушка	Время заложения [9]	Тип	Продуктивность	Относительное время образования
Среднемакарихинская	T	Антиклинальная	Минерализованная вода	Постгенерационное
Ярейюская	J	"	"	"
Восточно-Лаявожская	J	"	"	"
Южно-Шапкинская	P ₂	"	"	"
Возейская	D ₂	Антиклинально-стратиграфическая	Нефть	Догенерационное
Усинская	C ₁	То же	"	"
Харьгинская	C	Антиклинальная	"	"
Печорокожвинская	P ₂	Литологическая	Газ — нефть	"
Печорогородская	P	"	"	"
Верхнегрубешорская	P ₂	Антиклинальная	"	Сингенерационное

ЛИТЕРАТУРА

1. Загулова О.П., Храмова Э.В., Ларская Е.С. Использование информации о составе рассеянных битумов при оценке масштабов нефтеобразования // Геология, геохимия, геофизика и разработка нефти и газа. — М.: ВНИГНИ, 1998. — С. 181—192.
2. Геология и геохимия нижнемеловых и юрских отложений центральной части Западно-Сибирской провинции / И. И. Нестеров, Г. Ф. Григорьев, А. В. Рильков и др. — Тюмень, 1976. — С. 31—42 (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 86).
3. Субботин С.И., Кутоса Р.И. Глубинный тепловой поток европейской части СССР. — Киев: Наукова думка, 1974. — С. 24—36.
4. Максимов С.П., Богданов М.М. Условия раздельного формирования и прогноз залежей углеводородных, азотных газов и нефтей в северо-восточных районах Волго-Уральской провинции. — М., 1986. — 55 с. — (Обзор

- информ. / ВНИИЭгазпром. Сер. "Важнейшие научно-технические проблемы газовой промышленности").
5. Мазур И.И. Кибернетическая система управления территориями как фактор устойчивого развития Ненецкого автономного округа // Нефть, газ, строительство. — М.: РАО «Роснефтегазстрой», сентябрь 2001. — С. 22—29.
6. Малышев Н.А. Разломы европейского северо-востока СССР в связи с нефтегазоносностью. — Л.: Наука, ЛО, 1986. — 112 с.
7. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. — М.: ВНИГНИ, 2000. — 189 с.
8. Неручев С.Г., Вассович Н.Б., Лопатин И.В. О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием // Международный геологический конгресс. XXV сессия. Докл. советских геологов. Горючие ископаемые. — М., 1976. — С. 35—46.
9. Удот Г.Р. Локальные структуры Печорской плиты в связи с нефтегазоносностью. — Л.: Наука, 1976. — 96 с.

УДК 553.98 (470.2)

НОВЫЙ ТИП ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ УВ В КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

В. М. Десятков, Н. А. Борсукова
(ООО "ЛУКойл—Калининградморнефть")

На территории Калининградской области в терригенных отложениях среднего кембрия открыто почти три десятка нефтяных месторождений, залежи которых приурочены к антиклинальным структурам, осложненным разрывными нарушениями. Тип залежей — пластово-сводовый, иногда тектонический экранированный. В 2000 г. впервые в области в результате открытия Семеновского месторождения установлена ловушка нефти иного, более сложного типа.

Семеновская структура выявлена сейсморазведкой МОГТ с 48-кратным перекрытием, проведенной АООТ "Калининградгеофизика" в 1993—1994 гг. По основному отражающему горизонту (ОГ) III (кровля ордовика) она представляла собой антиклинальную складку довольно простого строения с недоизученным замыканием южной ее части (рис. 1).

В 1998 г. на Семеновской площади выполнена детальная сейсморазведка с использованием более современной техники как при полевых работах, так и в процессе обработки и интерпретации материалов. Помимо ОГ III удалось проследить отражения

Описан новый тип залежей нефти (структурно-стратиграфический по генезису, кольцевой по морфологии) в среднекембрийских отложениях Калининградской области. На примере Семеновского месторождения показаны рациональные подходы при проведении геолого-разведочных работ на объектах подобного типа. В свете новых данных сделана оценка перспектив прироста запасов по ООО "ЛУКойл—Калининградморнефть".

A new type of oil pools (structural-stratigraphic by genesis and annular by morphology) discovered in Middle Cambrian deposits in the Kaliningrad region is described. After the example of the Semyonovskoye oilfield, rational approaches to exploration work that can be applied to oilfields of this kind are presented. In the light of new data, the prospects of growth of reserves operated by ООО "LUKoil—Kaliningradmorneft" have been estimated.

от кровли кембрия (ОГ III_A) и кристаллического фундамента (ОГ IV), которые, однако, прослеживались в сводовой части структуры неуверенно. По результатам интерпретации Семеновское поднятие оказалось сложнопостроенной складкой с амплитудой 41 м и размерами 2,12 × 1,4 км, осложненной несколькими разнонаправленными разрывными нарушениями (рис. 2). Четко прослеживались конформность струк-

турных планов по ОГ IV, III_A и III и выполаживание структуры вверх по разрезу (амплитуда соответственно 75, 41 и 40 м). В сводовой части предполагалось резкое сокращение толщины кембрийских отложений (до 80 м против примерно 200 м в среднем по району).

Согласно принятой практике опоискования подобных структур скв. 1 проектировали в сводовой части поднятия. Однако из-за сложных поверхностных особенностей местности бурение скв. 1, можно было осуществить лишь с площадки, оборудованной в западной ее части (рис. 2). Отклонение забоя от устья скважины составило 909 м по азимуту 118°53'. Скважина вскрыла под отложениями ордовика породы архей-протерозойского возраста, т. е. оказа-