

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. Рыльков 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 опробования 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-

изучения в интервале 2226,8...2237,8 м песчаники характеризовались как нефтенасыщенные: в интервале 2237,8...2240,0 м — как нефтеводонасыщенные (переходная зона); ниже 2240,0 м — как водонасыщенные породы. Водонефтяной контакт определен на глубине 2237,8 м (–2107,6 м).

При опробовании в процессе бурения интервала 2194...2230,8 м (–2066,7...–2101,2 м) с депрессией 6,0 МПа за 21 мин получено 7,37 м³ нефти плотностью 0,820 г/см³ в стандартных условиях. При испытании в колонне интервала 2227...2234 м (ПКО-89, 12 отв/м) дебит нефти через штуцер Ø 6 мм составил 148 м³/сут. Пластовая температура 68 °С, давление в пласте 23,4 МПа.

Для изучения нефтеносности в восточной части структуры было решено бурить наклонно-направленную скв. 4, используя при этом верхнюю часть ствола скв. 1. Скв. 4 заложили из-под технической колонны скв. 1 и закончили бурением в отложениях кембрия. Их кровля вскрыта на глубине 2456,8 м (–2098,3 м). Расхождение данных бурения и сейсморазведки по ОГ III и III_A составило 0 и 2 м, соответственно.

В процессе бурения выполнен отбор кернa из подошвы ордовикских и верхней части кембрийских пород. Согласно заключению ГИС, в кровле кембрийских отложений (интервал 2456,8...2457,2 м) залегают песчаники плотные, неколлекторы; в интервале 2457,2...2467,0 м — песчаники нефтенасыщенные; ниже глубины 2467,0 м — переслаивание неколлекторов с водонасыщенными песчаниками. ВНК определен на глубине 2467,0 м (–2107,8 м), т. е. практически на той же отметке, что и в скв. 3.

В процессе бурения скважины проведено опробование ИПТ в интервале 2432...2460,2 м (–2075...–2101,3 м). При депрессии 4,9 МПа за 10,7 мин получен приток нефти (4,15 м³) плотностью 0,821 г/см³.

Получение промышленного притока нефти в скв. 4 и определение в ней уровня ВНК, аналогичного его уровню в скв. 3 на западе структуры, позволили сделать вывод об открытии нового для Калининградской области типа залежи — кольцевого.

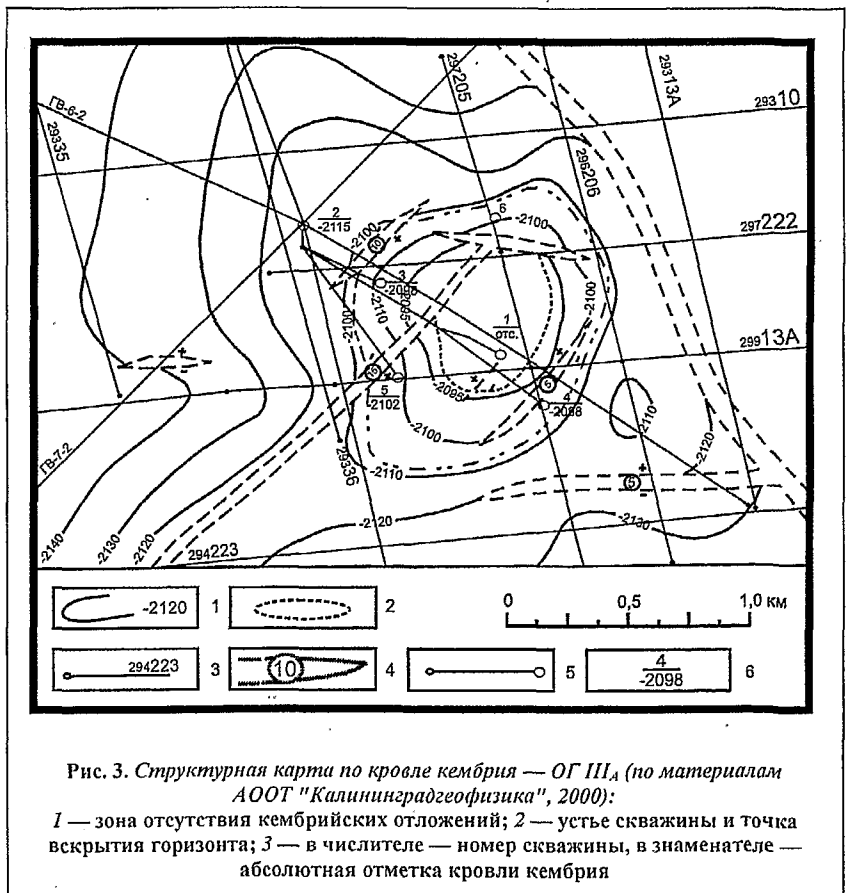
В 2000 г. по результатам выполненной в 1999—2000 гг. детальной сейсморазведки и четырех пробуренных скважин детализировано строение Семеновской структуры. Методами палеотектонического анализа и палеорекоkonструкций изучен характер развития структуры и уточнена зона отсутствия кембрийских отложений в ее

своде. Так было отмечено, что в основных чертах Семеновское поднятие сформировалось в кембрийское время как структура обтекания кристаллического фундамента, развитие которой продолжалось до завершения каледонских движений.

На основании последних исследований в юго-западной части структуры пробурили скв. 5, в северной — скв. 6, в южной — скв. 7, в северо-восточной — скв. 8. Все они подтвердили промышленную нефтеносность Семеновской структуры. Полная вскрытая скважинами толщина кембрийских отложений в пределах структуры изменяется от 0 м в скв. 1 до 51 м в скв. 2. Положение водонефтяного контакта определяется на абсолютных отметках от –2107,8 м в скв. 2, 3, 4 до –2111,3 м в скв. 6, что, возможно, связано с погрешностями инклинометрии из-за больших отклонений точек вскрытия продуктивного горизонта от устьев скважин (все скважины пробурены с одной площадки) (рис. 3—5).

Исходя из генетической классификации (по Бакирову А. А. и др., 1987), в основу которой положено выделение групп и типов ловушек в зависимости от условий и времени их формирования, Семеновскую ловушку нефти можно отнести к структурно-стратиграфическому типу, по морфологическим признакам — к кольцевому.

К структурам, аналогичным Семеновской, по мнению авторов, можно отнести и ряд прилегающих к ней объектов, выявленных в районе, ранее не изученном геофизическими методами из-за поверхно-



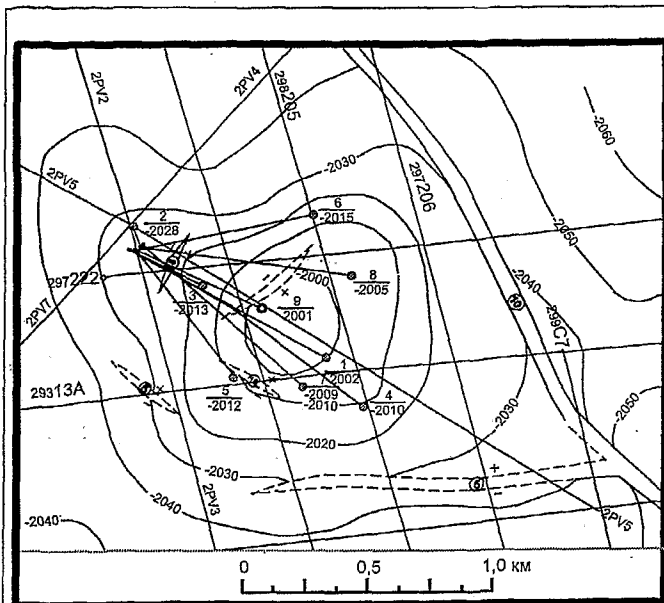


Рис. 4. Структурная карта по кровле ордовика — ОГ III (по материалам АОТ "Калининградгеофизика", 2000): условные обозначения см. на рис. 2

стных условий (болото), — Южно-Семеновскую, Рождественскую, Полигонную, Байдуковскую. Возможно, открытие нового типа залежи в Калининградской области явилось одновременно и установлением новой зоны нефтенакопления — Семеновской, связанной со структурами древнего заложения, где важно при выборе объектов глубокого бурения в первую очередь обращать внимание на выступы кристаллического фундамента.

На примере Семеновской структуры можно рекомендовать следующие методические приемы геолого-разведочных работ при опосковании аналогичных объектов:

выделение по результатам региональной сейсморазведки антиклинальных структур, прослеживаемых по кровле фундамента, кембрия и ордовика;

детальные сейсморазведочные работы проводить методом ОГТ с применением не менее чем 48-кратного перекрытия, достигая плотности сети сейсмопрофилей 4...5 км/км², или использовать методику 3D, что позволяет получить положительные результаты в сложных сейсмогеологических условиях; при обработке материалов сейсморазведки использовать специализированные программы, дающие возможность получить информацию о морфологии отражающих границ в случае резкого изменения толщины пластов в изучаемом интервале разреза (в данном случае кембрия);

бурение поисковой скважины с одновременным проведением в ней полного комплекса ГИС, ВСП и ВСП-ОГТ с целью оптимального заложения последующих скважин и получения информации о сейсмических параметрах и деталях геологического разреза;

после бурения скважин на структуре и получения новой геологической информации выполнить переинтерпретацию материалов сейсморазведки,

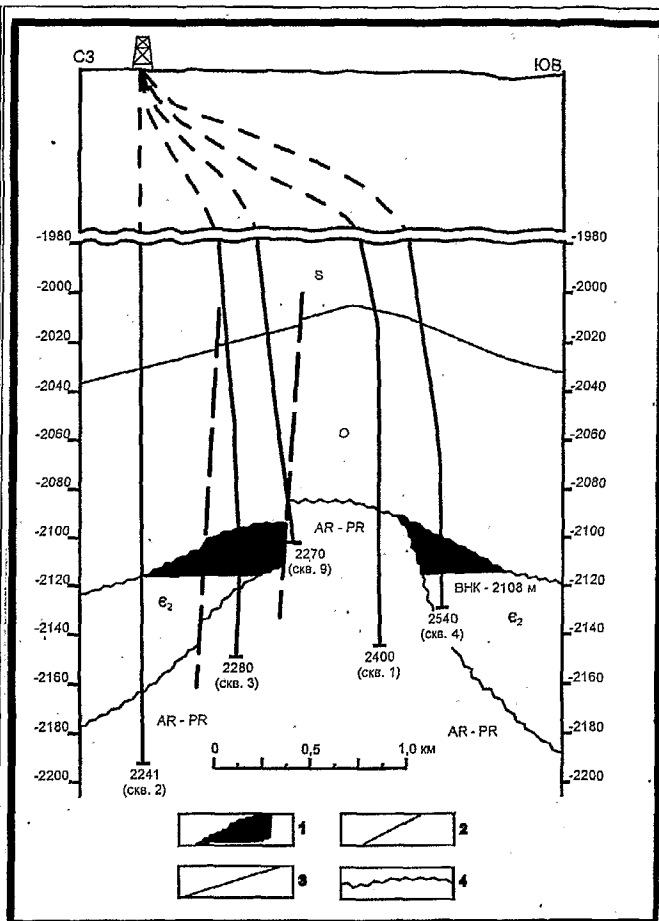


Рис. 5. Геологический разрез по линии I—I: 1 — залежь нефти; 2 — разрывные нарушения; 3, 4 — стратиграфические границы соответственно согласного и несогласного залегания пород

поскольку стоимость бурения скважины несоизмеримо выше стоимости переинтерпретации;

в случае попадания скважины в неблагоприятные структурные условия (выступ фундамента, законтурная зона и т. п.) использовать часть ее ствола для бурения следующей скважины с целью экономии денежных средств.

На протяжении последних лет Калининградская область является районом с падающей добычей нефти. Одна из основных мер, направленных на снижение темпов падения добычи — поиск, открытие и ввод в разработку новых месторождений. Изученность территории области сейсморазведкой и бурением высокая. Наиболее крупные нефтеперспективные объекты здесь уже выявлены и опоскованы. Ежегодно вводятся в поисковое бурение 2...4 новые площади. Коэффициент успешности поискового бурения за последние 10 лет составляет около 44 %. Подтверждаемость ресурсов категории С₃ запасами нефти промышленных категорий составляет в среднем 74 %, изменяясь от 12 до 153 % (соответственно, Олимпийское и Южно-Олимпийское месторождения). В дальнейшем здесь можно ожидать открытия лишь небольших залежей нефти с извлекаемыми запасами от 10 до 300 тыс. т.