

УДК 553.98.04:551.733.1(470.26)

Зытнер Ю.И., Фенин Г.И.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ ОРДОВИКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГУСЕВСКОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Рассмотрены особенности геологического строения Гусевской непромышленной залежи (месторождения). Оценивая в совокупности материалы геофизических исследований скважин, сейсмоки, опробования, испытания, а также керны по Гусевской площади, можно отметить, что практически все пробуренные скважины, за исключением скв. 2 и 7, были пробурены в неоптимальных геологических условиях.

Переинтерпретация материалов геофизических исследований скважин позволила пересмотреть запасы нефти по ордовикской залежи. Возможен пересмотр не только перспективы Гусевской залежи нефти, но и оценка возможной нефтеносности ордовикских карбонатных отложений в пределах восточной части Калининградской области.

***Ключевые слова:** нефть, залежь, месторождение, запасы и ресурсы нефти, геофизические исследования скважин, испытания, опробования, Калининградская область.*

Калининградская область по основным показателям геологоразведочных работ и разработке открытых месторождений углеводородного сырья (УВС) относится к так называемым «старым» регионам, находящимся на заключительной стадии освоения ресурсной базы. Характерными для таких регионов являются падающая добыча углеводородов (УВ), ухудшение фонда структур, неуклонное снижение воспроизводства запасов и эффективности геологоразведочных работ (ГРР) - увеличение удельных затрат на подготовку 1 т запасов, снижение прироста запасов на 1 м поисково-разведочного бурения и т.п. [Зытнер, Отмас, 2007].

До 1997 г. отношение прироста запасов за счет ГРР к добыче стабильно увеличивалось, достигнув максимума 2,03. Со следующего и по 2007 г. значение этой величины менее 1, то есть прирост запасов не компенсирует текущую добычу. Особенно плохо с приростом запасов нефти в результате проведения ГРР было в 2008 и 2009 гг.: в 2008 г. прирост извлекаемых запасов нефти по графе разведка составил всего 10 тыс. т при добыче 606 тыс. т, т.е. коэффициент – 0,16 [Зытнер и др., 2009].

Начальные суммарные ресурсы нефти в целом по суше области составляют (балансовые/извлекаемые) 139,4/66,5 млн. т, в том числе кембрийский 123,6/61,9 млн. т (93,1%), ордовикский нефтегазоносный комплекс (НГК) 13,2/3,7 млн. т (5,6%), силурийский 2,7/0,9 млн. т (1,3%) [Макаревич, Зытнер, 2007].

Среднекембрийский нефтеносный комплекс в пределах Калининградской области является пока единственным, содержащим нефтяные месторождения. Выделяемый в составе комплекса среднекембрийский нефтеносный горизонт приурочен к кварцевым разномерным песчаникам дейменаской толщи. Перспективно-нефтеносными следует считать карбонатные отложения силура, терригенные отложения нижнего и среднего девона. Покрышками для комплексов служат глинистые отложения нижнего ордовика, нижнего и верхнего силура, наровского горизонта среднего девона.

На основании изучения распределения рассеянного органического вещества были выделены толщи, наиболее им обогащенные, которые рассматриваются в качестве нефтематеринских пород. Это, прежде всего, темно-серые аргиллиты и глинистые алевролиты кембрия, черные аргиллиты ордовика, а также темносерые мергели и аргиллиты силура. В кембрийских отложениях основная роль в массе захороненного органического вещества принадлежит остаткам сине-зеленых водорослей и акритарх, в ордовикских и силурийских, кроме того, остаткам граптолитов.

На территории Калининградской области непромышленное нефтяное месторождение выявлено только в пределах Гусевской ступени (Гусевское месторождение).

Гусевский участок в административном отношении расположен в Гусевском и, частично, в Нестеровском районах в восточной части Калининградской области. В 1962-1969 гг. на Гусевской площади в результате проведенных ГРП пробурено 9 глубоких поисково-разведочных скважин. Шесть из этих скважин вскрыли кристаллический фундамент на глубине от 1616 до 1650 м, подтвердив тем самым наличие локального поднятия фундамента с амплитудой около 40 м. Однако, из-за слабого изучения сейсморазведкой нижней части разреза положение этих скважин в структурном плане подсольевых отложений осталось неясным. В тектоническом отношении Гусевский участок приурочен к Гусевскому выступу (ступени) фундамента, осложняющего восточный борт Гданьско-Куршской (Куршской) впадины в зоне сочленения ее с Восточным бортом Балтийской синеклизы. Мощность осадочного чехла в пределах Гусевского выступа (ступени) составляет 1700-1800 м. В пределах ступени нет крупных дислокаций, тектонических нарушений. Отмечаются лишь малоамплитудные поднятия с нечеткими контурами.

Перспективы нижнепалеозойских отложений на территории Калининградской области, за исключением отложений основного терригенного кембрийского нефтеносного комплекса, представляются достаточно туманными. Значительным шагом в решении этой проблемы

явились исследования по переинтерпретации и обобщению геолого-геофизических материалов по территории деятельности ОАО «Калининграднефть» (Гусевская площадь). В результате переобработки и комплексной переинтерпретации имеющегося геолого-геофизического материала в 2003 г. (Макаревич В.Н.) удалось выполнить структурные построения по базовому горизонту – поверхность карбонатного ордовика, а также отложениям основного продуктивного и перспективного горизонта Балтийской синеклизы – среднего кембрия. Выполненные построения дали возможность наметить новые объекты для поисков нефти в ордовикском и среднекембрийском комплексах, рекомендовать проведение детализационной сейсморазведки и бурения в их пределах.

В результате проведения дополнительной обработки материалов в пределах Гусевской площади был выделен ряд мелких локальных объектов по отражающим горизонтам III и IV. Площадь этих объектов варьирует по подошве кембрия от 0,2 км² до 2,25 км², по кровле ордовика – от 0,75 км² до 4,75 км². Амплитуда поднятий по подошве кембрия составляет 5-13 м, по кровле ордовика 10-20 м. Разрывные нарушения в пределах Гусевского участка имеют субширотное и субмеридиональное простирание, оконтуривая по периферии Гусевский блок с юга, востока и запада. Протяженность разрывных нарушений до 8 км, амплитуда вертикального смещения – до 20-30 м. Ордовикский нефтеносный комплекс представлен глинисто-карбонатными отложениями общей мощностью до 100 м, однако нефтеносными и возможно нефтеносными являются отложения верхнего ордовика, главным образом, карбонатные образования пиргусского в поркуниского горизонтов.

Ордовикская система в пределах исследуемой территории представлена нижним, средним и верхним отделами. Залегает трансгрессивно на размытой поверхности среднего кембрия.

Нижний ордовик сложен песчаниками паквортского, цератопигиевого, лоториского горизонтов (мощностью до 2 м), доломитами волховского горизонта (9-10 м), пестроокрашенными ожелезненными доломитами кундаского горизонта (3-7 м).

Средний ордовик сложен доломитовыми известняками азериского горизонта (мощность 1-2 м), эхитосферитовыми известняками ласнамягиского и ухакусского горизонтов с включениями глин, переслаивающимися органогенно-детритовыми известняками с мергелями и доломитами нерасчлененных вышележащих горизонтов (мощность 10-17 м).

Верхний ордовик – представлен переслаивающимися известняками и мергелями набаласковормсиского горизонтов (мощностью до 9,7 м), известняками пиргусско-поркуниского горизонтов (10,5-17,25 м). В восточной части области развиты органогенно-

обломочные оолитовые разности известняков поркуниского горизонта. Этот горизонт обладает хорошими коллекторскими свойствами (пористость 2,8-20,7%, проницаемость 36 мД).

Общая мощность отложений ордовика изменяется от 45 м (скв. 8-Гусевская, 4-Западно-Гусевская), до 54 м (скв. 3-Гусевская).

Нами был проведен дальнейший анализ геолого-геофизических материалов Гусевской площади и прилегающих территорий (рис. 1). В соответствии с этим, **целью** представленной работы является пересмотр запасов нефти Гусевской непромышленной нефтяной залежи, единственной выявленной на территории Калининградской области в отложениях ордовикского нефтеносного комплекса, и перспектив нефтеносности ордовикского карбонатного комплекса на территории востока Калининградской области, т.к. ордовикский комплекс перспективен только в восточной части области.

Гусевская непромышленная нефтяная залежь (месторождение), приурочена к Гусевскому выступу субширотной ориентации. Местоорождение расположено в 9 км на северо-восток от г. Гусева. Здесь в 1962 г. была открыта первая в Прибалтике залежь нефти - скв. 2 Гусевской площади дала приток нефти дебитом до 2,6 т/сут. из известняков верхнего ордовика. Глубина залегания 1501 м, высота 10 м, коллектор - трещиновато-поровой, тип залежи - пластовая, литологически экранированная. Водонефтяной контакт не установлен.

Перепад высот по данным поисковых скважин составляет 10 м (-1562 м в скв. 4, -1552 м в скв. 2). В разрезе осадочного чехла вскрыты отложения кембрия, ордовика, силура, девона, перми, триаса, юры, мела и четвертичной системы. Нефтеносным является поркуниский горизонт верхнего ордовика. Коллектор представлен органогенно-обломочными известняками. Мощность коллектора от 1,3 до 2,5 м. Открытая пористость 3,8%, газопроницаемость 20,1 мД. Площадь нефтяной залежи 18,75 км², эффективная нефтенасыщенная мощность 1,8 м. Дебит нефти в скв. 2 после неоднократных кислотных обработок самоизливом составил 2,6 м³/сутки. Начальное пластовое давление – 16 МПа, пластовая температура 35°С. Удельный вес нефти 0,844 г/см³. Режим залежи упругий. Тип резервуара пластовый, ловушка комбинированная, залежь недоизучена.

Начальные запасы нефти Гусевской залежи были оценены в 0,622/0,124 млн. т (по данным В.Н. Макаревича, 2003).

Отложения ордовика и кембрия прослеживаются во всех скважинах, причем мощность их мало изменяется. Так, мощность ордовикских отложений в большинстве скважин

Гусевского участка находится в пределах 44 – 48 м. Мощность кембрийских отложений также достаточно постоянна и находится в диапазоне 122 - 136 м.

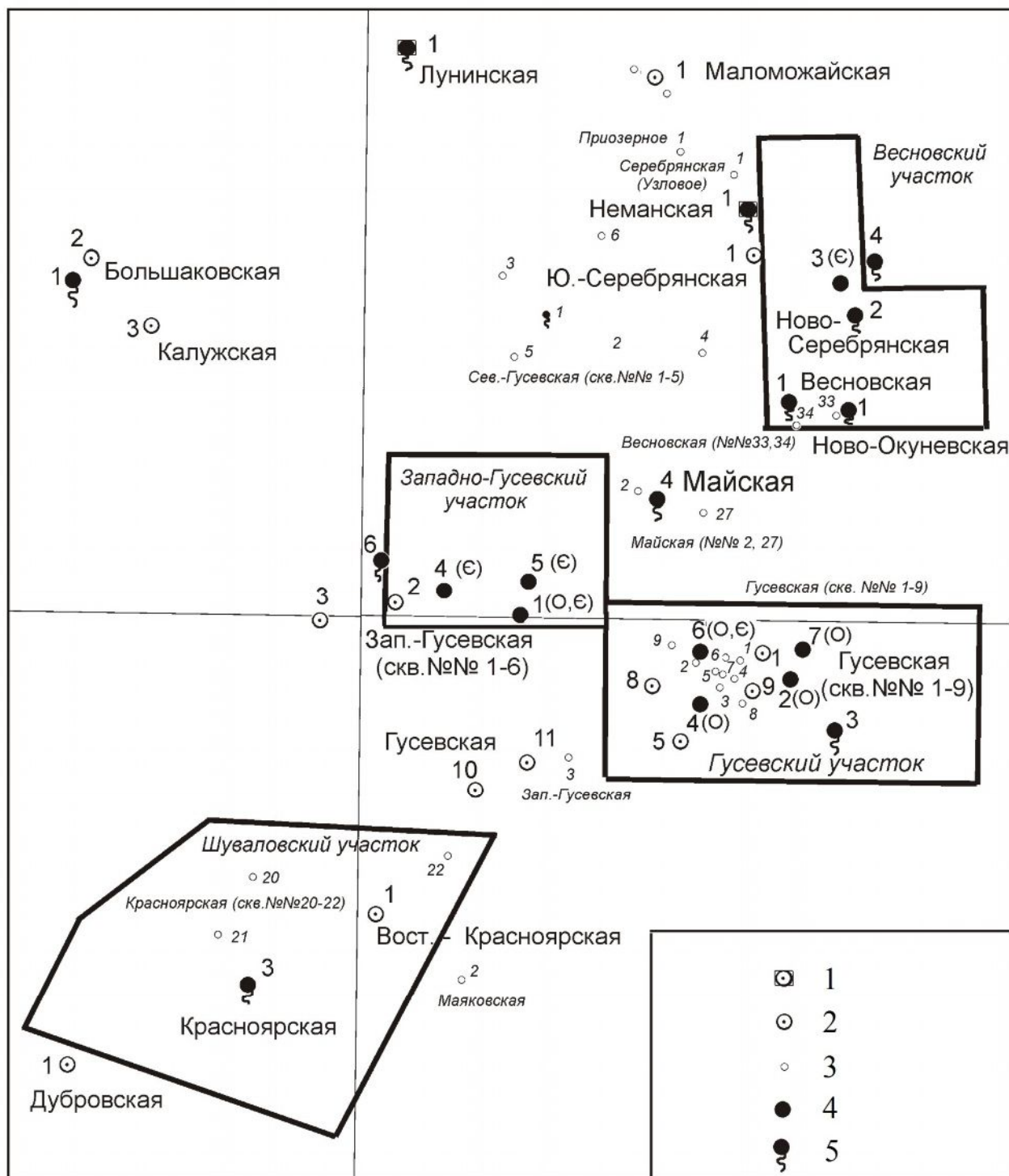


Рис. 1. Состояние буровой изученности и нефтегазопоказания в скважинах Гусевского участка и прилегающих территорий

1-3 – скважины: 1 – параметрические; 2 – поисково-разведочные; 3 – структурно-параметрические, структурные, на соль; 4 – приток нефти (возраст отложений, из которых получена нефть); 5 – нефтепоказания по керну.

Ордовикские отложения представлены чередованием известняков, глин и глинистых разностей. По каротажу обычно выделяются три пласта известняков, характеризующихся пониженными значениями ГК, высокими НГК и повышенным сопротивлением.

Кембрийские отложения в верхней части представлены неглинистыми песчаниками, характеризующимися низкими значениями ГК и электрического сопротивления, пониженными аномалиями ПС. В нижней части этих отложений преобладают глинистые разности пород, имеющие высокие значения ГК и ПС. Размыв диаметра скважины по кавернограмме во всех скважинах не наблюдается, так же как и наличие глинистой корки в песчаных пластах.

Практически во всех скважинах Гусевской площади ордовикские и кембрийские отложения опробованы в процессе бурения испытателями пластов. В скв. 2, 3, 4, 6, 7 - Гусевские в той или иной степени из ордовикско-кембрийских отложений в результате опробования или испытания получены признаки нефтеносности. Чаще это пленка нефти. Однако, в скв. 2-Гусевская, как отмечалось ранее при испытании в эксплуатационной колонне из интервала 1501,2-1541 м после 3-х кратной соляно-кислотной обработки был получен приток нефти. В кембрийских отложениях много песчаных пластов-коллекторов, однако, все они в рассматриваемых скважинах водоносные. В ряде скважин по керну отмечалась нефтеносность песчаников в самой кровле кембрийских отложений – 1,5-2,0 м (скв. 6 и 7-Гусевские), однако при испытании чистой нефти получить не удалось. В основном скважины водонасыщенные, иногда с пленкой нефти (скв. 6-Гусевская).

Рассмотренные материалы позволили пересмотреть перспективы Гусевской площади. Построенная структурная карта (рис. 2) по кровле карбонатных отложений ордовика позволяет с большой долей уверенности оконтурить в ней три залежи нефти. Две первые имеют контур водо-нефтяного контакта (ВНК) на уровне – 1450 м, третья (восточная) – ограничена глубинным разломом. Контур ВНК здесь прослежен условно по изогипсе – 1435 м.

Оценивая в совокупности имеющиеся материалы геофизических исследований скважин ГИС, сеймики, опробования, испытания, а также керна по Гусевской площади можно отметить следующее. Переинтерпретация сейсмических материалов показала, что практически все пробуренные скважины за исключением скв. 2, 7 были пробурены в не оптимальных геологических условиях. Свод Гусевского поднятия по замыкающей дополнительной изогипсе – 1455 м осложнен серией из семи локальных куполовидных поднятий с амплитудами 5-10 м.

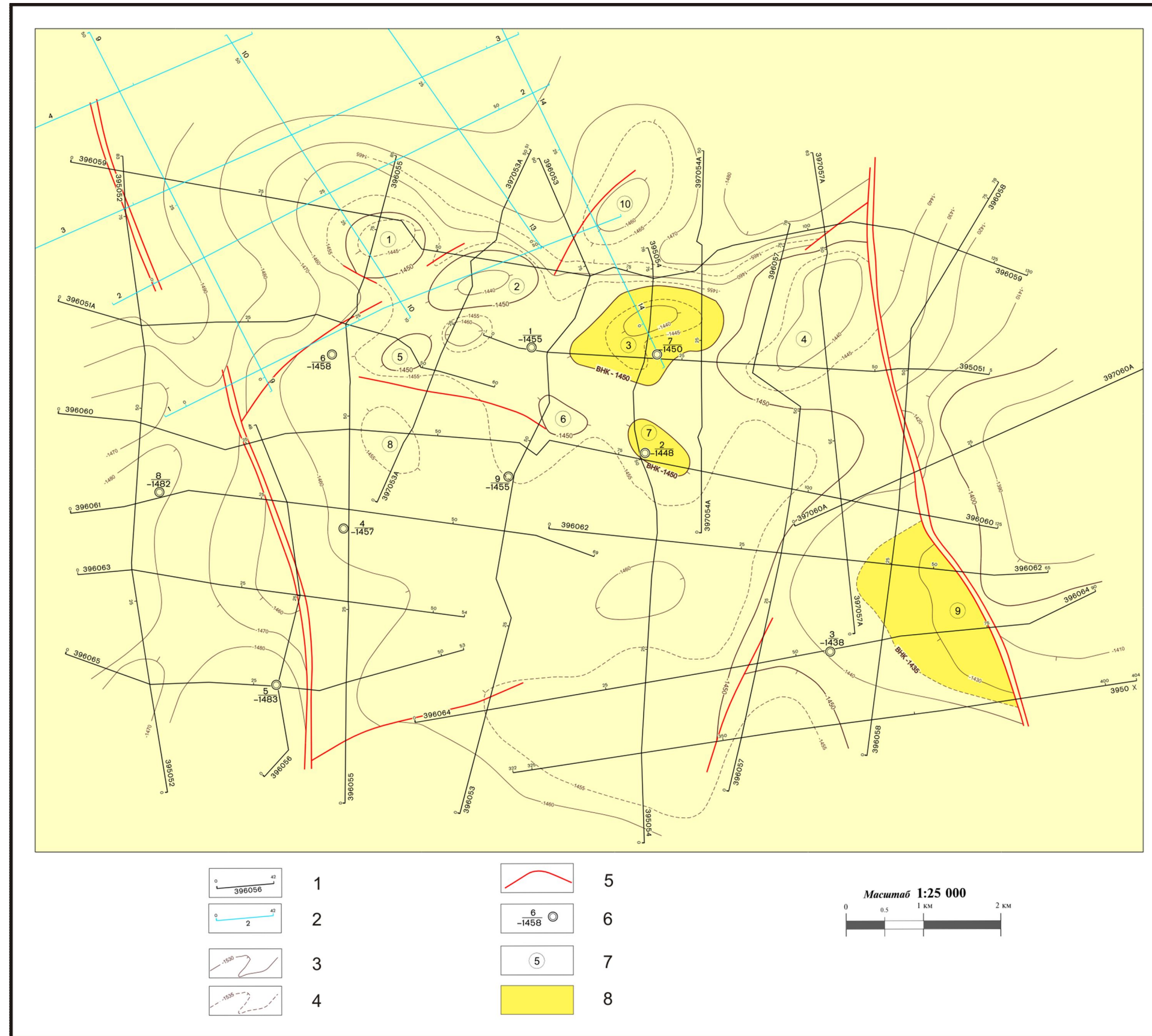


Рис. 2. Структурная карта по отражающему горизонту III (кровля ордовика) по материалам ОАО «Калининграднефть», 2003 г.

1-4 – сейсмопрофили МОГТ: 1 – УГПП «Спецгеофизика»; 2 – ПГО «Севзапгеология»; 3 – изогипсы основные ОГ III, м; 4 – изогипсы дополнительные ОГ III, м; 5 – тектонические нарушения; 6 – глубокие скважины: в числителе – номер скважины, в знаменателе – абс. отметка кровли ордовика; 7 – номер участка; 8 – контур участка подсчета запасов нефти.

Скв. 2, 7 оказались в контуре локальных поднятий. В этих же скважинах были получены притоки нефти. Скв. 5, 8 оказались на западной периклинали, отделенной дизъюнктивным нарушением. Притоки нефти были получены в скв. 4, 6, которые по кровле ордовикских отложений находятся ниже скв. 2, 7 на 7-10 м и за пределами дополнительной замыкающей изогипсы –1455 м. В то же время в скв. 1, 9, занимающих промежуточное положение между скв. 7, 2 и 6, 4, притоков нефти получено не было. Вероятно, притоки нефти, полученные в скв. 6, 4, показывают литологические залежи.

Обобщенные результаты опробываний и испытаний скважин Гусевской площади сведены в табл. 1.

В результате переобработки и комплексной переинтерпретации имеющегося геолого-геофизического материала в 2003 г., отмеченного уже выше, были подсчитаны локализованные ресурсы нефти по кат. Д1 ордовикских отложений, которые составили 124 тыс. т. Проведенное нами исследование по переинтерпретации материалов ГИС, анализа результатов опробывания и испытаний скважин Гусевской площади позволило пересмотреть указанные ресурсы нефти по этим залежам и перевести их в запасы по кат. С1 (участки 3 и 7) и ресурсы кат. С3 (участок 9), которые составляют в зависимости от выбранных подсчетных параметров (табл. 2) по кат. С1 – от 12 до 16 тыс. т и по категории С3 - 12-15 тыс. т. Исходные параметры подсчета уточнены на основании построенной структурной карты по ОГ-III (кровля ордовика), ГИС и приведены в табл. 2.

В то же самое время, мы не исключаем возможность выявления залежей УВС в пределах 1, 2, 4, 5 и 6 участков, которые входят в контур Гусевской структуры по изогипсе -1455 м. Для подтверждения вышесказанного требуется, с нашей точки зрения, заложение 2 – 3 разведочных скважин в наиболее оптимальных геолого-структурных условиях.

Учитывая, что зоны нефтенакпления и ловушки, связанные с отложениями ордовика в районах их распространения, как правило, пространственно связаны с зонами среднего кембрия и распространены преимущественно на востоке области, можно говорить о возможности выявления новых залежей нефти в пределах Гусевской ступени. При этом, нефтепроявления в ловушках структурного типа (Гусевская и др.) приурочены к зонам протяженных глубинных разломов, где благодаря тектонической активности, возрастает трещинная проницаемость карбонатных пород. Кроме того, на востоке области, по примеру Кибартайской и Вилкавишкинской площадей Литвы, могут иметь место ловушки литолого-стратиграфического типа в обломочных известняках поркуниского горизонта.

Таблица 1

Результаты опробования и испытания скважин Гусевского непромышленного месторождения

№ скв.	Альтитуда ротора, м	Забой, м	Кровля ордовика. Глубина, м/абс. отм. м	Кровля кембрия. Глубина, м/абс. отм. м	Кровля протерозоя. Глубина, м/абс. отм. м	Результаты опробования и испытания скважин
1	2	3	4	5	6	7
1	70,8	1764	1523/-1452	1623/-1552	1707/-1636 вскр. 57 м	<p>I объект. 1505-1565 м. Свабирование до глубины 800 м. За 17 часов стояния на притоке (притока не получено).</p> <p>II объект 1505 - 1764,8 м (ордовик+кембрий). Получен приток пластовой воды - 290 м³/сут. через НКТ. Пластовое давление - 17,9 МПа, Тпл. + 46,5°С. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.</p>
2	64,7	1722	1508/-1443	1612/-1547	1695/-1630 вскр. 27 м	<p>I объект. 1501,3-1541 м (ордовик) фильтр. Первоначальный приток нефти 38,8 л/сут. Обработка СКО (7,8 м³). При снижении уровня до 1515,5 м приток нефти - 3 м³/сут. Термокислотная обработка, повторное СКО. При динамическом уровне 1523-1080 м за 5 сут. - дебит составил 1,114 м³/сут. В результате проведения работ в течение 3,5 месяцев уровень нефти достиг устья скважины и начался перелив с дебитом 0,814 м³/сут. Ствол скважины заполнен нефтью. На устье установлена задвижка высокого давления. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.</p>
3	61,9	1699	1520/-1438	1558/-1493	1684/-1619 вскр. 15 м	<p>В эксплуатационной колонне испытан интервал 1490-1500 м. При снижении уровня притока не наблюдалось. Проведено СКО, ПАВ. Промывка скважины. По истечении 10 сут. уровень поднялся на 50 м. Среднесуточный дебит пластовой воды 0,03-0,18 м³/сут. Скважина ликвидирована по геологическим причинам. При бурении скважины из силурийских отложений в интервале 1493 - 1493,5 м были отобраны нефтенасыщенные известняки.</p>

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7
4	62,4	1584	1520/-1458	1569/-1507		В процессе бурения. I объект в интервале 1526-1552 м (ордовик) получен приток в объеме 4 литров нефти с фильтратом бурового раствора. II объект в интервале 1549-1580 м (ордовик+кембрий). При депрессии 14 МПа - 9,6 м ³ пластовой воды. В эксплуатационной колонне открытым забоем испытан интервал 1520-1526 м откуда получили приток нефти 0,105 м ³ /сут. Обработка СКО - дебит нефти свободным переливом составил - 0,18 м ³ /сут. После повторного СКО дебит перелива составил - 0,48 м ³ /сут. За трое суток уровень поднялся до 950 м. Средний дебит притока -2,04 м ³ /сут. На устье установлена задвижка высокого давления. Скважина ликвидирована по I категории.
5	55,8	1718	1539/-1483	1589/-1533	1704/-1648 вскр. 14 м.	В процессе бурения I объект в интервале 1542-1563 м, притока нет. II объект в интервале 1582-1598 м (приток пластовой воды в объеме - 12 м ³ . III объект в интервале 1523-1560 м - притока не получено. Скважина ликвидирована.
6	75,2	1721	1533/-1458	1578-1503	1705/-1630 вскр. 16 м.	В процессе бурения. I объект в интервале 1531-1552м (ордовик) притока не получено. В эксплуатационной колонне. Интервал 1576-1580 м получен приток пластовой воды с пленкой нефти. Дебит жидкости 6,5 м ³ /сут., нефти 0,07 м ³ . Интервал 1546-1557+1560-1564 м - приток пластовой воды дебитом 0,65 м ³ /сут. Интервал 1530-1536 м. Интенсификация притока. Компрессирование. Снижение уровня - приток пластовой воды и нефти (5%). Максимальный дебит жидкости 0,6 м ³ /сут. Скважина ликвидирована по I категории.
7	73,5	1719	1524/-1450	1575/-1501	1702/-1628 вскр. 17 м.	В эксплуатационной колонне испытан интервал 1522-1577 м (ордовик+кембрий), откуда был получен приток пластовой воды-34,5 м ³ /сут. через НКТ. Пластовое давление 17,43 МПа. Установка цементного моста. Испытание интервала 1522-1556 м - сухо. После длительного стояния было установлено, что ствол скважины в интервале 130-1430 м заполнен нефтью, ниже пластовой водой. На устье установлена заглушка. Скважина ликвидирована по I "А" категории.
8	67,9	1741	1551/-1482	1597/-1528	1731/-1662 вскр. 10 м.	В процессе бурения опробован интервал 1552-1590 м, откуда получен приток пластовой воды. Скважина ликвидирована без спуска эксплуатационной колонны.
9	64	1568				Скважина ликвидирована без спуска эксплуатационной колонны.

Таблица 2

Параметры нефтяной залежи по блокам ордовикских отложений Гусевской площади

Структура	Участки подсчета запасов и ресурсов нефти	Горизонт подготовки (МОГТ)	Замыкающая изогипса, м	Площадь ловушки, км ²	Амплитуда ловушки, м	Перспективный горизонт				Коэффициент заполнения ловушки	Высота залежи, м	Подсчетные параметры						
						НГК	Возраст ожидаемой залежи	Глубина залегания	Коллектор			Прогнозируемая площадь залежи, км ²	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Открытая пористость, доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	Нефтенасыщенность	Коэффициент усадки	Коэффициент извлечения
Гусевская	9	III-O	-1435	2,5	7,5	O	O	-1435	тер.-карб.	1	7,5	2,5	1,5	0,038	0,844	0,8	0,81	0,3
Гусевская	7	III-O	-1450	0,36	7,5	O	O	-1450	тер.-карб.	1	7,5	0,36	1,5	0,038	0,844	0,8	0,81	0,3
Гусевская	3	III-O	-1450	1,66	10	O	O	-1450	тер.-карб.	1	10	1,66	2,0	0,038	0,844	0,8	0,81	0,3
Всего	подг.	III-O		4,52		O	O	-1450		1		4,52	5,0	0,038	0,844	0,8	0,81	0,3
Гусевская	9	III-O	-1435	2,5	10	O	O	-1435	тер.-карб.	1	10	2,5	1,7	0,038	0,844	0,8	0,81	0,35
Гусевская	7	III-O	-1450	0,36	7,5	O	O	-1450	тер.-карб.	1	7,5	0,36	1,7	0,038	0,844	0,8	0,81	0,35
Гусевская	3	III-O	-1450	1,66	10	O	O	-1450	тер.-карб.	1	10	1,66	2,3	0,038	0,844	0,8	0,81	0,35
Всего	подг.	III-O		4,52		O	O	-1450		1		4,52	5,7	0,038	0,844	0,8	0,81	0,35

Таким образом, вышеизложенное позволяет пересмотреть не только оценку перспектив Гусевской непромышленной залежи нефти, но и оценить возможную нефтеносность ордовикских карбонатных отложений в пределах восточной части Калининградской области.

Литература

Зытнер Ю.И., Отмас А.А. Геологические проблемы изучения и освоения «старых» нефтегазоносных регионов в условиях снижающейся эффективности ГРП (на примере Калининградской области) //Актуальные проблемы нефтегазовой геологии: сб. материалов Международной научно-практической конференции, посвященной памяти члена-корреспондента РАН М.Д. Белонина. - СПб.: ВНИГРИ, 2007. - С. 373-380.

Макаревич В.Н., Зытнер Ю.И. Состояние сырьевой базы нефтегазового комплекса в Калининградской области и перспективы его развития //Проблемы изучения и освоения сырьевой базы нефти и газа Северо-Западного региона России: сб. материалов Международной научно-практической конференции. - СПб.: ВНИГРИ, 2007. - С. 148-156.

Зытнер Ю.И., Фенин Г.И., Чибисова В.С., Ровинская Е.Л. Минерально-сырьевая база углеводородного сырья и состояние лицензирования Балтийской нефтеносной области (Калининградская область) //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. –Т.4. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2009.pdf.

Рецензент: Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор.

Zytner Yu.I., Fenin G.I.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

PROSPECTS ON THE ORDOVICIAN DEPOSITS OF THE GUSEVSKAYA OIL FORMATION

The main features of the geological structure of the Gusevskaya non-commercial formation (field) are considered. The combined analysis of well logging, seismic, sampling and testing data as well as core analysis of the Gusevskaya area have shown that almost all of the drilled wells, except wells 2 and 7, were drilled in the wrong geological conditions.

The re-interpretation of geophysical data analysis allowed us to revise oil reserves in the ordovician formation. Not only the revision of the Gusevskaya oil formation prospects is possible but also the evaluation of oil-bearing potential of the Ordovician carbonate deposits within the eastern part of the Kaliningrad region.

Key words: *oil, formation, field, oil reserves and resources, geophysical data analysis, testing, sampling, the Kaliningrad region.*

References

Zytner Ū.I., Otmas A.A. Geologičeskie problemy izučeniâ i osvoeniâ «staryh» neftegazonosnyh regionov v usloviâh snižaûšejsâ êffektivnosti GRR (na primere Kaliningradskoj oblasti) //Aktual'nye problemy neftegazovoj geologii: sb. materialov Meždunarodnoj naučno-praktičeskoj konferencii, posvâšennoj pamâti členu-korrespondenta RAN M.D. Belonina. - SPb.: VNIGRI, 2007. - S. 373-380.

Makarevič V.N., Zytner Ū.I. Sostoânie syr'evoj bazy neftegazovogo kompleksa v Kaliningradskoj oblasti i perspektivy ego razvitiâ //Problemy izučeniâ i osvoeniâ syr'evoj bazy nefti i gaza Severo-Zapadnogo regiona Rossii: sb. materialov Meždunarodnoj naučno-praktičeskoj konferencii. - SPb.: VNIGRI, 2007. - S. 148-156.

Zytner Ū.I., Fenin G.I., Čibisova V.S., Rovinskaâ E.L. Mineral'no-syr'evaâ baza uglevodorodnogo syr'â i sostoânie licenzirovaniâ Baltijskoj neftenosnoj oblasti (Kaliningradskaâ oblast') //Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika. – 2009. –T.4. - #4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2009.pdf.

© Зытнер Ю.И., Фенин Г.И., 2010