

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ БОГОРОДСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ПОДТВЕРЖДАЕМОСТИ ПАРАМЕТРОВ ЕГО ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Н.М. Михайлец, В.Л. Шустер
ООО «НОВА технолоджиз», ИПНГ РАН

Богородское нефтяное месторождение (открыто в 1966 году), расположено в Духовницком районе Саратовской области. По отражающему горизонту n_{C1a1} (подошва алексинских отложений) Богородское поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания и имеет размеры 7×4 км (рис. 1).

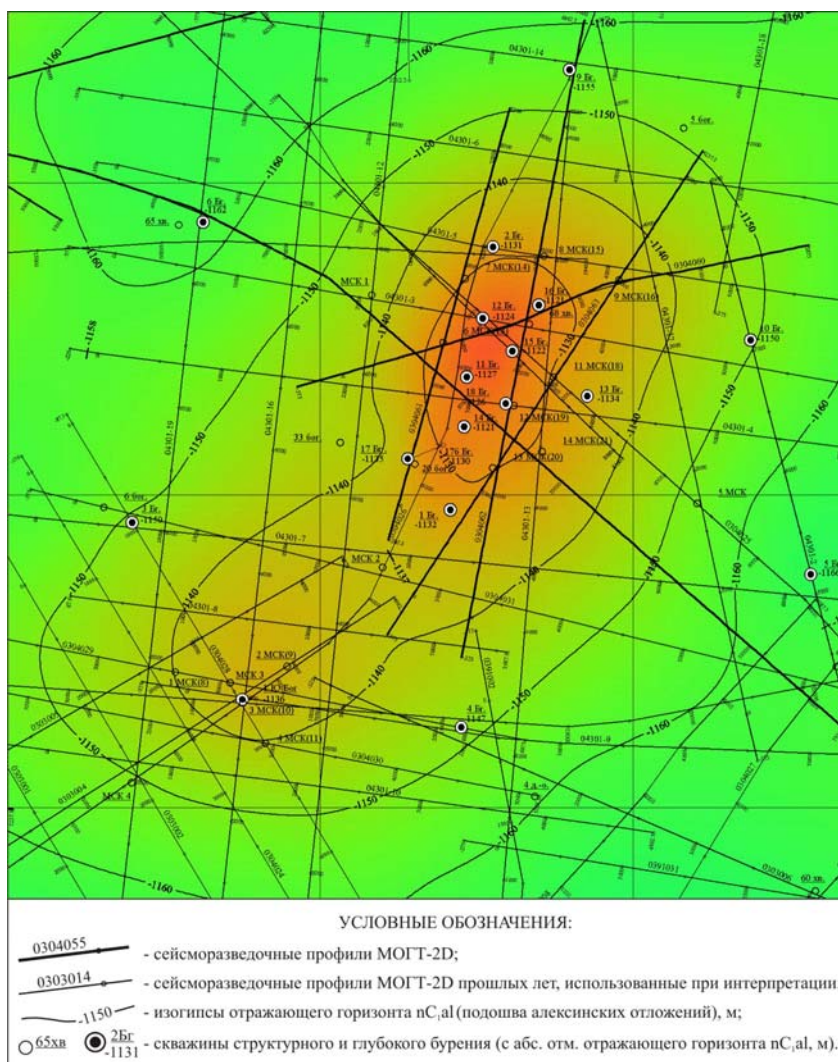


Рис. 1. Структурная карта по отражающему горизонту n_{C1a1} Богородского месторождения (по данным детализационных сейсморазведочных работ МОГТ-2D ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2004 год)

Для повышения эффективности освоения месторождения на современном этапе изученности выполнен анализ подтверждаемости параметров геологической модели месторождения, построенной по результатам Оперативного подсчета запасов 2004 года. Основной целью проведения работы явилось уточнение геологического строения и оценка подсчетных параметров для пересчета запасов углеводородов Богородского месторождения на основе данных, полученных в результате бурения новых скважин и переинтерпретации материалов ГИС.

Анализ подтверждаемости параметров геологической модели, построенной на период изученности 2004 года, проведен по структурным картам кровли коллектора (рис. 2) и картам эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 3) пласта C_{1bb} терригенных отложений бобриковского горизонта нижнего карбона.

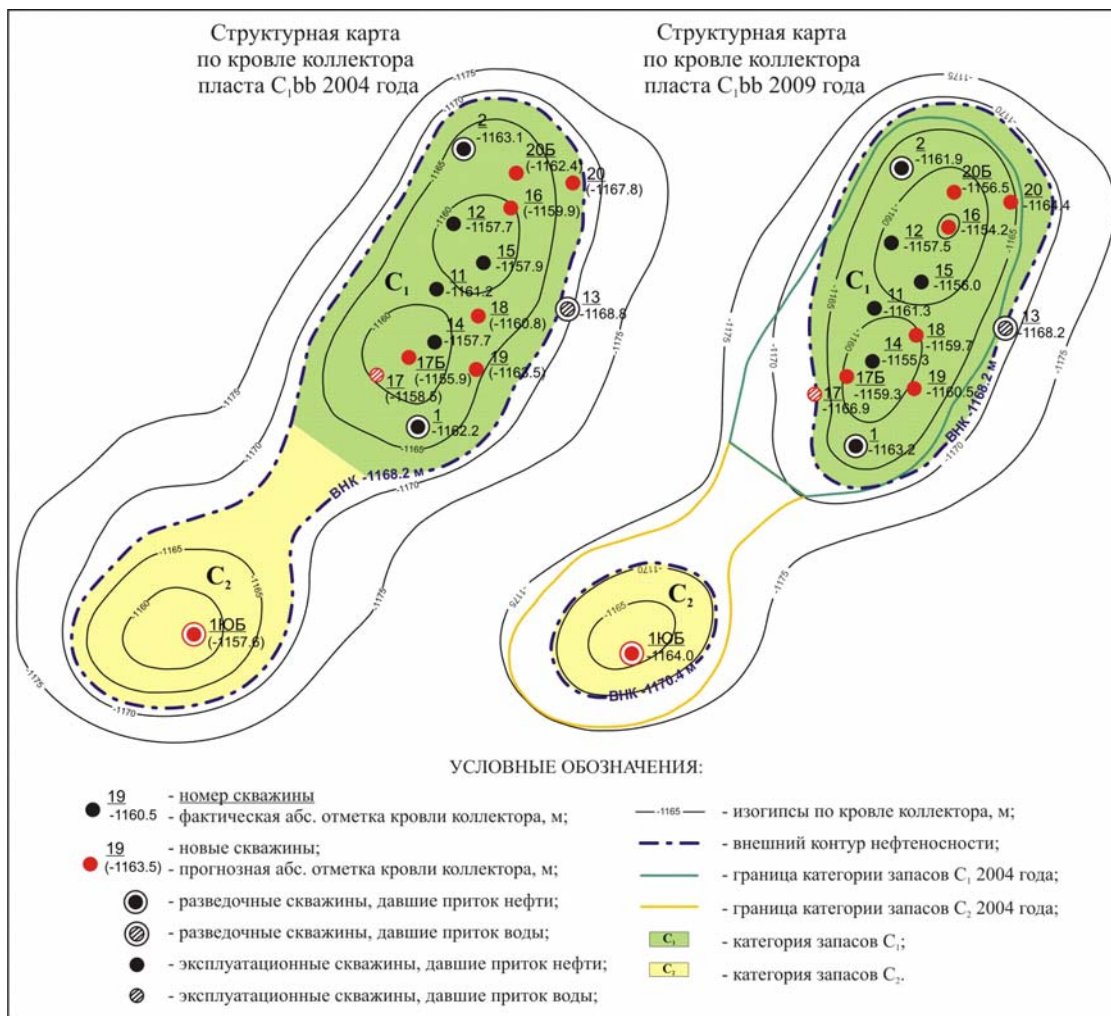


Рис. 2. Структурные карты по кровле коллектора пласта C_{1bb} Богородского месторождения

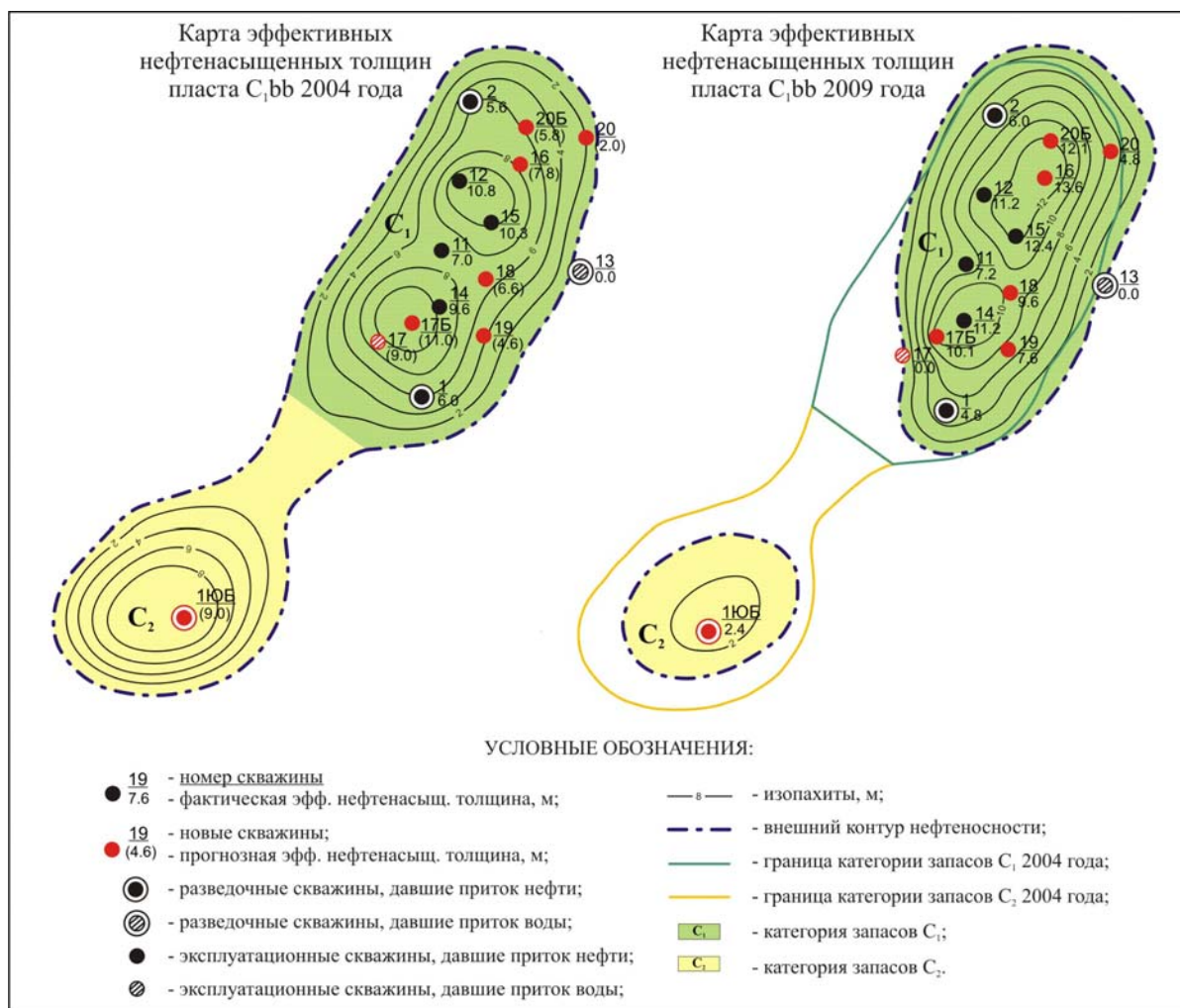


Рис. 3. Карты эффективных нефтенасыщенных толщин пласта C₁bb Богородского месторождения

Оценка точности структурных построений и карт эффективных нефтенасыщенных толщин (2004 года) осуществлена по разности прогнозных и фактических абсолютных отметок кровли коллектора и прогнозных и фактических значений эффективных нефтенасыщенных толщин в точках пробуренных скважин. Была принята следующая шкала оценок: высокоточная – погрешность $\leq \pm 3$ м, точная – погрешность $\leq \pm 5$ м, удовлетворительная – погрешность $\leq \pm 10$ м и недопустимая – погрешность $> \pm 10$ м.

Были проанализированы результаты подтверждаемости по 15 скважинам, пробуренным в пределах месторождения. По 7 "старым" скважинам (№ 1, 2, 11–15), учитывавшихся при создании геологической модели 2004 года, погрешность оценивается как высокоточная. Изменение параметров в этих скважинах связано с переинтерпретацией материалов ГИС. По 8 новым скважинам (№ 16–20, 17Б, 20Б, 1ЮБ), учтенным при создании современной геологической модели, погрешность изменяется от высокоточной

до удовлетворительной. Недопустимых ошибок выявлено не было. Результаты расчетов погрешностей по скважинам (X_i) и среднеарифметических отклонений (X_{cp}), а также среднеквадратичных отклонений (σ), позволяющих оценить меру разброса значений погрешностей относительно их среднего значения, представлены в табл. 1, 2.

Таблица 1

Погрешности структурных построений пласта С₁bb Богородского месторождения

№ п/п	№ скв.	Кровля коллектора, 2004 год, м	Кровля коллектора, 2009 год, м	Отклонение X_i , м
1	1	-1162.2	-1163.2	-1.0
2	2	-1163.1	-1161.9	1.2
3	11	-1161.2	-1161.3	-0.1
4	12	-1157.7	-1157.5	0.2
5	14	-1157.7	-1155.3	2.4
6	13	-1168.8	-1168.2	0.6
7	15	-1157.9	-1156.0	1.9
8	16	-1159.9	-1154.2	5.7
9	17	-1158.5	-1166.9	-8.4
10	17Б	-1155.9	-1159.3	-3.4
11	18	-1160.8	-1159.7	1.1
12	19	-1163.5	-1160.5	3.0
13	20	-1167.8	-1164.4	3.4
14	20Б	-1162.4	-1156.5	5.9
15	1ЮБ	-1157.6	-1164.0	-6.4
Среднеарифметическое отклонение X_{cp} , м				0.41
Среднеквадратичное отклонение σ , м				3.85

Оцененная подтверждаемость прогноза параметров геологической модели в местах бурения новых скважин является относительно невысокой, что можно объяснить несколькими причинами.

По вновь пробуренным скважинам № 17Б, 18, 19, 20 погрешности оцениваются как высокоточные и точные. По остальным новым скважинам № 16, 17, 20Б, 1ЮБ погрешности являются удовлетворительными, что связано, в первую очередь, с неточным прогнозом при выполнении структурных построений в геологической модели 2004 года.

Таблица 2

Погрешности эффективных нефтенасыщенных толщин пласта С₁bb Богородского месторождения

№ п/п	№ скв.	Эфф. н/н толщина, 2004 год, м	Эфф. н/н толщина, 2009 год, м	Отклонение X_i , м
1	1	6.0	4.8	-1.2
2	2	5.6	6.0	0.4
3	11	7.0	7.2	0.2
4	12	10.8	11.2	0.4
5	13	0.0	0.0	0.0
6	14	9.6	11.2	1.6
7	15	10.3	12.4	2.1
8	16	7.8	13.6	5.8
9	17	9.0	0.0	-9.0
10	17Б	11.0	10.1	-0.9
11	18	6.6	9.6	3.0
12	19	4.6	7.6	3.0
13	20	2.0	4.8	2.8
14	20Б	5.8	12.1	6.3
15	1ЮБ	9.0	2.4	-6.6
Среднеарифметическое отклонение $X_{ср}$, м				0.53
Среднеквадратичное отклонение σ , м				3.91

В скважинах № 16 и 20Б, расположенных в северной части Основной залежи, прогноз абсолютных отметок кровли коллектора не подтвердился. Кровля коллектора в этих скважинах была вскрыта выше прогнозируемых абсолютных отметок на 5.7 и 5.9 м соответственно. Так как залежь нефти полностью подстилается водой, то при неизменном положении ВНК (абс. отм. -1168.2 м) это обстоятельство оказалось определяющим для увеличения в скважинах № 16 и 20Б эффективных нефтенасыщенных толщин на 5.8 м и 6.3 м соответственно.

В скважине № 17, наоборот, фактическая абсолютная отметка кровли коллектора оказалась на 8.4 м ниже прогнозируемой. Эта скважина была пробурена в водонасыщенной части пласта С₁bb, хотя предполагалось, что она вскрыет нефтенасыщенный коллектор мощностью 9.0 м. В результате бурения этой скважины было уточнено геологическое строение месторождения в его центральной части. Залежь,

ранее выделяемая как единая, была разделена на две самостоятельные залежи: Основную и Южную.

Скважина № 1ЮБ вскрыла Южную залежь на абс. отм. -1164.0 м, что на 6.4 м ниже прогнозируемой отметки. ВНК по залежи принят условно на абс. отм. -1170.4 м по подошве последнего нефтенасыщенного прослоя. Таким образом, вскрытая нефтенасыщенная толщина составила 2.4 м вместо ранее прогнозируемой 9.0 м. При испытании в открытом стволе получен приток нефти дебитом 34 м³/сут. Запасы Южной залежи отнесены к категории С₂.

В результате исследования подтверждаемости параметров геологической модели были выполнены статистический и геологический анализ полученных данных. Геологическая модель пласта С₁bb Богородского месторождения была существенно скорректирована. В результате бурения скважины №17 вместо единой залежи были выделены две самостоятельные, что позволило отказаться от бурения ранее заложенных скважин в местах отсутствия продуктивных отложений. В результате бурения скважины № 1ЮБ выяснилось, что перспективы нефтеносности южного купола ранее были значительно завышены. Площадь нефтеносности категории С₂ сократилась в 2 раза, а средневзвешенная нефтенасыщенная толщина – в 3 раза. Кроме того, на основе данных лабораторных исследований керна всех скважин была выполнена новая интерпретация материалов ГИС, что позволило скорректировать такие подсчетные параметры, как эффективная нефтенасыщенная толщина, пористость и нефтенасыщенность.

На основе всех имеющихся геолого-геофизических данных в программном комплексе Petrel была создана трехмерная цифровая геологическая модель пласта С₁bb Богородского месторождения (рис. 4).

Построение цифровой геологической модели позволило детализировать геологическое строение Богородского месторождения, а также проследить распространение коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве. На основе уточненных подсчетных параметров произведен пересчет запасов нефти объемным методом путем перемножения трехмерных параметров эффективного объема, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности, значений плотности нефти и пересчетного коэффициента. В результате пересчета начальные геологические запасы нефти по месторождению (категории С₁+С₂) сократились на 21.5%, в частности запасы категории С₂ уменьшились на 84.5%.



Рис. 4. Блок-схема создания цифровой геологической модели пласта C_{1bb} Богородского месторождения

Из-за недостаточности геолого-геофизических данных на начальном этапе освоения месторождения не всегда удается построить геологическую модель, адекватную реальному строению месторождения. Поэтому весьма важно производить мониторинг геологической модели месторождения одновременно с бурением новых скважин и с проведением геолого-технологических мероприятий в существующем эксплуатационном фонде скважин, что в конечном итоге позволит повысить эффективность освоения месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Авербух А.Г., Билибин С.И., Величкина Н.Ф.* и др. Методические указания по построению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (геологические модели) / под ред. К.Е. Закревского. М., 2001.
2. *Аккуратов О.С., Аронов В.И., Атяшева Е.П.* и др. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом // под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
3. *Пороскун В.А.* Отчет «Оперативный пересчет запасов Богородского месторождения». М.: ООО «НОВА технолоджиз», 2008.
4. *Сокулина К.Б.* Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Богородского месторождения». Саратов: АНО «Техногеос», 2004.