

УДК 550.832.4

О ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗА ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ ТОНКИХ ПЛАСТОВ ПО СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ 3D в 2000-х гг. (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХМАО – ЮГРЫ)

А.Н. Янин

(ООО "Проектное Бюро "ТЭРМ")

Приведём некоторые сведения из истории становления метода объёмной сейсморазведки 3D на нефтяных месторождениях Западной Сибири. В работе [1] указано, что *"впервые* 3D сейсмические исследования с целью уточнения и совершенствования способов и методики разработки были проведены в Западной Сибири в 1993 г. на Западно-Варьёганском и Северо-Хохряковском месторождениях".

Это не совсем верное утверждение.

Имеется информация и другого рода: впервые трёхмерная (объёмная) сейсморазведка начала применяться в Приобской нефтеносной зоне в 1987 г. Здесь силами ЗапсибНИИгеофизики и АО "Хантымансийскгеофизика" было отработано два участка территории Приобского месторождения (северная часть) – по 180 км² каждый (162000 точек). Окончательная сеть общих глубинных точек (ОГТ) составила 50×50 м при кратности 12 – в каждой точке (источник – СП 70/86-88, исп. В.А. Кантор, Г.М. Машенко, В.Я. Гидион, В.И. Кузнецов и др.).

Указанные авторы отмечали, что большая часть сейсмических работ в Приобской зоне была проведена на взрывными источниками, меньшая – с использованием вибраторов. Масса единичного заряда составляла 1...2 кг, глубина взрывных скважин – 15 м. На записи, в основном, применялся фильтр верхних частот (ФВЧ) с диапазонами частот 12...125 Гц, 14...125 Гц, 20...125 Гц, 28...125 Гц. Шаг дискретизации составлял, как правило, 2 мс. В вибросейсморазведке применялись линейные свипы с частотными диапазонами 12...48 Гц и 12...60 Гц. Максимальное удаление пункт взрыва–пункт приёма доходило до 2...3 км.

Результаты обработки и интерпретация 3D сейсмических работ, выполненных В.И. Кузнецовым, были учтены в 1988–1990 гг. СибНИИГП при составлении нескольких проектных документов на разработку

Приобского месторождения (руководитель проектов А.Н. Янин):

– "Уточнённый проект пробной эксплуатации Приобского месторождения". – 1988 г.;

– "Разработка первоочередного участка Приобского месторождения в расширенных границах (левобережная часть)". – 1989 г.;

– "Уточнённые технологические показатели разработки первоочередного участка Приобского месторождения (левобережная часть)". – 1990 г.

Наибольший интерес для целей проектирования разработки представляло построение по данным 3D сейсмике цифровых карт толщин продуктивных горизонтов Приобского месторождения. В зонах, исследованных 3D сейсмикой, эффективная толщина наиболее продуктивного горизонта АС₁₀ достигала 40 м и более. Поэтому по данным бурения 20 добывающих скважин коэффициент корреляции между параметром ΔТ (АС₁₀–АС₁₁) с вычетом константы и толщиной пласта АС₁₀ составлял 0,85.

В целом, в конце 1990-х гг. уровень развития сейсморазведки 3D в Западной Сибири расценивался как недостаточный для решения геологических задач и вопросов разработки нефтяных месторождений. Специалистами в работе [2] в 1999 г. отмечалось: *"неоднозначность полученных результатов. С одной стороны, надёжность картирования разрывных нарушений, русловых отложений, неструктурных элементов ловушек, изучение резервуаров с высокой литофациальной изменчивостью – невозможно без применения методик 3D сейсморазведки. С другой стороны – в ряде случаев прогнозные геологическое строение пластов и ФЕС последующим бурением скважин – не подтверждалось"*.

В работе [3], обобщившей в 1999 г. первые результаты анализа достоверности выделения нефтенасыщенных

толщин h_n по данным сейсмики 3D на Приобском, Приразломном и Средне-Угутском месторождениях Юганского района, были получены следующие выводы:

а) достигнутая точность выделения нефтенасыщенных толщин по сейсморазведке 3D недостаточна;

б) по близрасположенным (к пробуренным) новым добывающим скважинам погрешность определения толщин пласта по сейсмике 3D достигает 25 %, а по удалённым скважинам она доходит до 70...80 %.

В работе 2000 г. [4] авторы отмечают, что "точность прогноза эффективных толщин коллекторов (более 10 м) по данным трёхмерной сейсмики находится на уровне 20...50 %. Для тонких (менее 5 м) пластов эта погрешность выше, так как это является пределом разрешающей способности сейсморазведки". Имеющие место ошибки в прогнозе параметров продуктивных пластов объяснялись "малой кратностью наблюдений, низким качеством возбуждения в источнике, неоптимальной обработкой, особенно при толщине пластов менее 4...5 м" [4].

В работе В. Пороскуна, М. Келлера, О. Аккуратова и А. Овчаренко [5, с. 107] 1998 г. указано, что "надёжные количественные оценки параметров среды достигаются, если общая толщина продуктивного пласта (коллектор+неколлектор) составляет не менее 10...15 м на глубинах до 3,0...3,5 км и 20...25 м – на большей глубине и при песчаности продуктивного пласта более 50 %".

В целом в начальный период внедрения сейсморазведки 3D оптимистические воззрения геологов [4, 5] на существенное повышение точности оценки $h_{эф}$ не оправдались. Как, впрочем, и позднее [1].

Опытные специалисты в области сейсморазведки (например, канд. геол.-минер. наук Н.Н. Туманов (СибНИИМП)) в тот период отмечали, что если на объектах, не осложнённых разломами, сейсморазведка 2D проведена качественно и с достаточной плотностью (не менее 2 пог. км/км²), то её точность не уступает результатам сейсмики 3D.

В работе [6] выполнено обобщение результатов работ по применению сейсморазведки 3D (в период до 1999 г.) на ряде месторождений ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" в Когалымском районе: Дружном, Южно-Ягунском, Кустовом, Восточно-Придорожном, Повховском. Авторами [6] получены следующие интересные результаты по прогнозу нефтенасыщенных толщин по сейсмике 3D, в том числе в условиях тонкого пласта БВ₄.

• **Дружное месторождение, пласт БС₁₀²⁻³** (табл. 1, рис. 1).

Условно, это зона "больших" толщин. Средняя по 16 скважинам прогнозная нефтенасыщенная толщина пласта по 3D сейсмике – 10,79 м, фактическая – 8,31 м, разница –23 %. Среднеарифметическая $\Delta h_{н\ скв}$ "по скважинным данным" составляет по абсолютной величине 33 %.

• **Дружное месторождение, пласт БС₁₀¹** (табл. 2, рис. 2). Это зона "средних" толщин. Средняя по 13 скважинам предполагаемая нефтенасыщенная толщина по 3D сейсмике – 5,35 м, фактическая – 6,69 м, отклонение +25 %, $\Delta h_{н\ скв}$ по абсолютной величине составляет 27 %.

• **Восточно-Придорожное месторождение, пласт БВ₄** (табл. 3, рис. 3). Это зона "малых" толщин. Средняя по 10 скважинам предполагаемая нефтенасыщенная толщина пласта по 3D сейсмике – 1,09 м, фактическая – 3,58 м, отклонение +228 %, $\Delta h_{н\ скв}$ по абсолютной величине ~500 %.

Из приведённых данных видно, что в зоне малых h_n сейсмика 3D действительно оказывается неработоспособной в плане "поскважинного" прогноза нефтенасыщенной толщины пластов.

Примерно 10 лет назад автор настоящей статьи обобщил геологические материалы и оценил достоверность результатов сейсморазведки 3D в плане выделения эффективной толщины тонкого пласта по одному из типичных нефтяных месторождений ХМАО – Югры. Приведённые материалы ранее не публиковались.

Рассматриваемое месторождение расположено на территории Нефтеюганского района ХМАО – Югры. В тектоническом плане оно приурочено к Ханты-Мансийскому массиву и Салымской структурно-формационной зоне Западно-Сибирской плиты.

На месторождении продуктивны отложения горизонтов АС₁₁ черкашинской свиты нижнего мела. Залежь нефти в пласте АС₁₁¹ – пластовая сводовая, частично – литологически экранированная. Глубина её залегания 2256 м, размеры – 18×7 км, площадь нефтеносности ~120 км². Водонефтяной контакт (ВНК) принят на абсолютных отметках от –2275...–2295 до –2315 м. Нефтенасыщенная толщина по пробуренным скважинам изменяется от 1 до 11 м, средневзвешенная толщина невелика – 3,3 м. Таким образом, рассматриваемый нефтеносный пласт АС₁₁ отличается малыми нефтенасыщенными толщинами. Надёжность их выделения по сейсмике 3D вызывала сомнение.

Общая толщина пласта АС₁₁¹ ~7 м. Пласт имеет однородное, монолитное строение, песчаность – 77 %, расчленённость – 2. Толщина проницаемых пропластков коллекторов изменяется от 0,5 до 5 м, чаще составляет 2...3 м. Пористость пласта – 21 %, проницаемость – 40 мД, нефтенасыщенность – 57 %. Тип коллектора – поровый, терригенный.

В период до 2005 г. на месторождении были проведены исследования недр с помощью сейсморазведки 3D. С учётом фактических данных бурения уже имеющихся 17 добывающих скважин ("обучающая выборка") специалистами-сейсмиками была построена трёхмерная сейсмогеологическая модель пласта АС₁₁, которая учитывалась при проектировании дальнейшего эксплуатационного разбуривания месторождения.

В последующие два года на месторождении было пробурено 18 новых добывающих скважин (эта группа – "проверочная выборка"). Следовательно, для рассматриваемого объекта АС₁₁ появилась возможность оценить достоверность определения эффективной толщины по результатам сейсмических исследований 3D с учётом уровня технических возможностей, который существовал в 2004–2005 гг.

Таблица 1

Дружное месторождение. Пласт БС₁₀²⁻³.
Сравнение h_n по сейсмике 3D и фактических [6]

№ п/п	h_n , м		±Δ, %
	по 3D сейсмике	факт	
1	13,0	8,0	-38,5
2	12,7	11,0	-13,4
3	10,2	12,0	+17,6
4	6,9	8,0	+15,9
5	12,1	13,0	+7,4
6	13,5	12,0	-11,1
7	14,4	11,0	-23,6
8	10,9	10,0	-8,3
9	11,1	6,0	-46,0
10	11,0	3,0	-72,7
11	9,8	7,0	-28,6
12	8,8	1,0	-88,6
13	14,5	11,0	-24,1
14	13,3	10,0	-24,8
15	13,3	4,0	-70,0
16	8,8	6,0	-31,8
Среднее	10,79	8,31	-23 % (33 % абс.)

Таблица 2

Дружное месторождение. Пласт БС₁₀¹.
Сравнение h_n по сейсмике 3D и фактических [6]

№ п/п	h_n , м		±Δ, %
	по 3D сейсмике	факт	
1	4,0	4,0	-
2	2,5	3,0	+20,0
3	5,5	6,0	+9,1
4	5,2	6,0	+15,3
5	3,5	4,0	+14,3
6	6,2	7,0	+12,9
7	5,4	6,0	+11,1
8	7,5	9,0	+20,0
9	5,9	7,0	+18,6
10	7,2	10,0	+38,9
11	3,8	9,0	+137
12	8,0	10,0	+25,0
13	4,8	6,0	+25,0
Среднее	5,35	6,69	+25 % (27 % абс.)

Таблица 3

Восточно-Придорожное месторождение. Пласт БВ₄.
Сравнение h_n по сейсмике 3D и фактических [6]

№ п/п	h_n , м		±Δ, %
	по 3D сейсмике	факт	
1	0,5	3,8	+660
2	0,0	0,4	-
3	0,5	1,0	+100
4	0,0	2,2	-
5	5,4	5,4	-
6	1,0	3,6	+260
7	2,5	7,4	+196
8	0,0	2,2	-
9	0,5	5,2	+940
10	0,5	4,6	+820
Среднее	1,09	3,58	+228 % (496 % абс.)

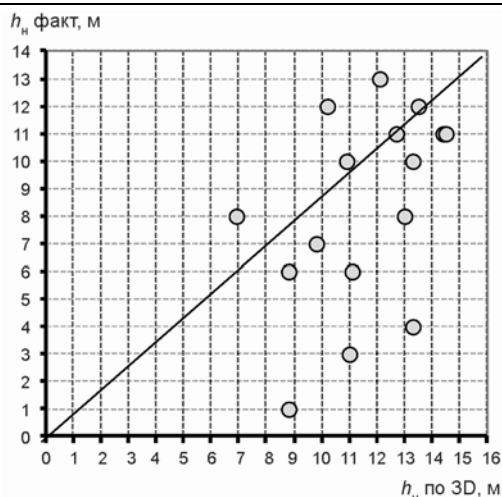


Рис. 1. Дружное месторождение. Сопоставление h_n по сейсмике 3D и фактических по скважинам пласта БС₁₀²⁻³

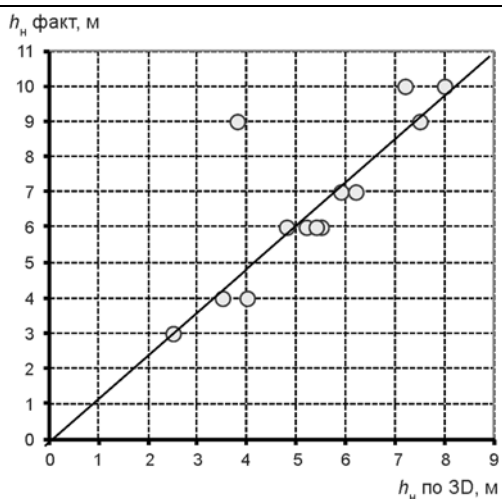


Рис. 2. Дружное месторождение. Сопоставление h_n по сейсмике 3D и фактических по скважинам пласта БС₁₀¹

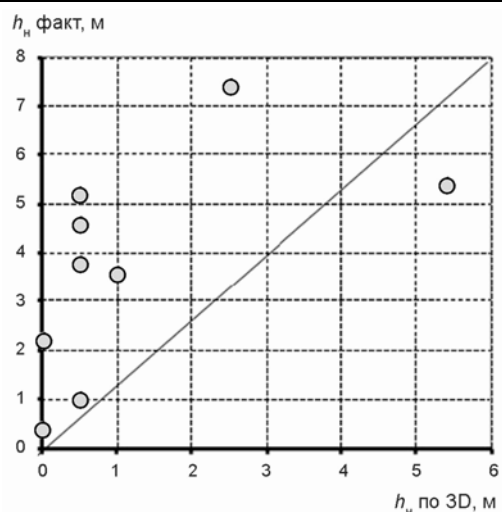


Рис. 3. Восточно-Придорожное месторождение. Сопоставление h_n по сейсмике 3D и фактических по скважинам пласта БВ₄

Таким образом, в статье рассмотрены материалы по 35 скважинам, в том числе в "обучающей выборке" насчитывалось 17 скважин, в "проверочной" – 18 скважин. Из обработанных данных (табл. 4 и рис. 4, а, 5, а) видно, что в исходной "обучающей выборке" поскважинное совпадение $h_{эф.}$ принятых в 3D-модели сейсморазведки и фактических по ГИС – хорошее (кроме двух скв. 1151, 1259). При этом предполагаемая $h_{эф.}$ по отдельным скважинам рассматриваемой группы изменялась от 1,4 до 12,3 м, составляя в среднем (по 3D-модели) – 5,5 м, фактическая толщина – 5,4 м. Средняя погрешность при оценке $h_{н}$ по 3D-модели оказалась здесь минимальной – 1,3 %.

После создания сейсмогеологической 3D-модели в южной части месторождения было пробурено 18 новых скважин (табл. 5, рис. 4, б, 5, б) ("проверочная выборка"). Примечательно, что средняя фактическая $h_{эф.}$ по 18 скважинам также незначительно отличалась от $h_{эф.}$ в "обучающей выборке" из 17 скважин – 5,7 и 5,4 м, соответственно. При этом по "проверочной выборке" средняя $h_{эф.}$ составила по сейсмике 3D – 5,02 м, фактическая по ГИС – 5,66 м; различие в среднем ~13 %. Однако это небольшое отличие справедливо только для среднеарифметических значений – по выборкам толщин.

Таблица 4

Сопоставление эффективных толщин $h_{эф.}$, определённых по сейсмике 3D, и ГИС по 17 скважинам, пробуренным до 2005 г. ("обучающая выборка")

Условный номер скважины	$h_{эф.}$, м		Различие $\pm \Delta h_{эф.}$, м	То же, % от $h_{эф.}$ по 3D
	по 3D сейсмике	факт по ГИС		
1138	1,4	1,4	0	0
1136	2,3	2,6	0,3	13,0
1520	3,0	3,5	0,5	16,7
1151	3,5	5,7	2,2	62,9
1134	3,6	4,6	1,0	27,8
1267	4,6	4,7	0,1	2,2
1133	4,6	5,0	0,4	8,7
1258	4,8	3,8	-1,0	-20,8
1139	5,0	5,6	0,6	12,0
1521	5,6	5,6	0	0
1277	5,9	5,9	0	0
1518	6,0	6,6	0,6	10,0
1122	6,9	6,4	-0,5	-7,2
1257	7,6	6,2	-1,4	-18,4
1519	7,7	7,3	-0,4	-5,2
1259	8,2	4,6	-3,6	-43,9
1268	12,3	12,3	0	0
В среднем	5,47	5,40	-0,07	-1,3

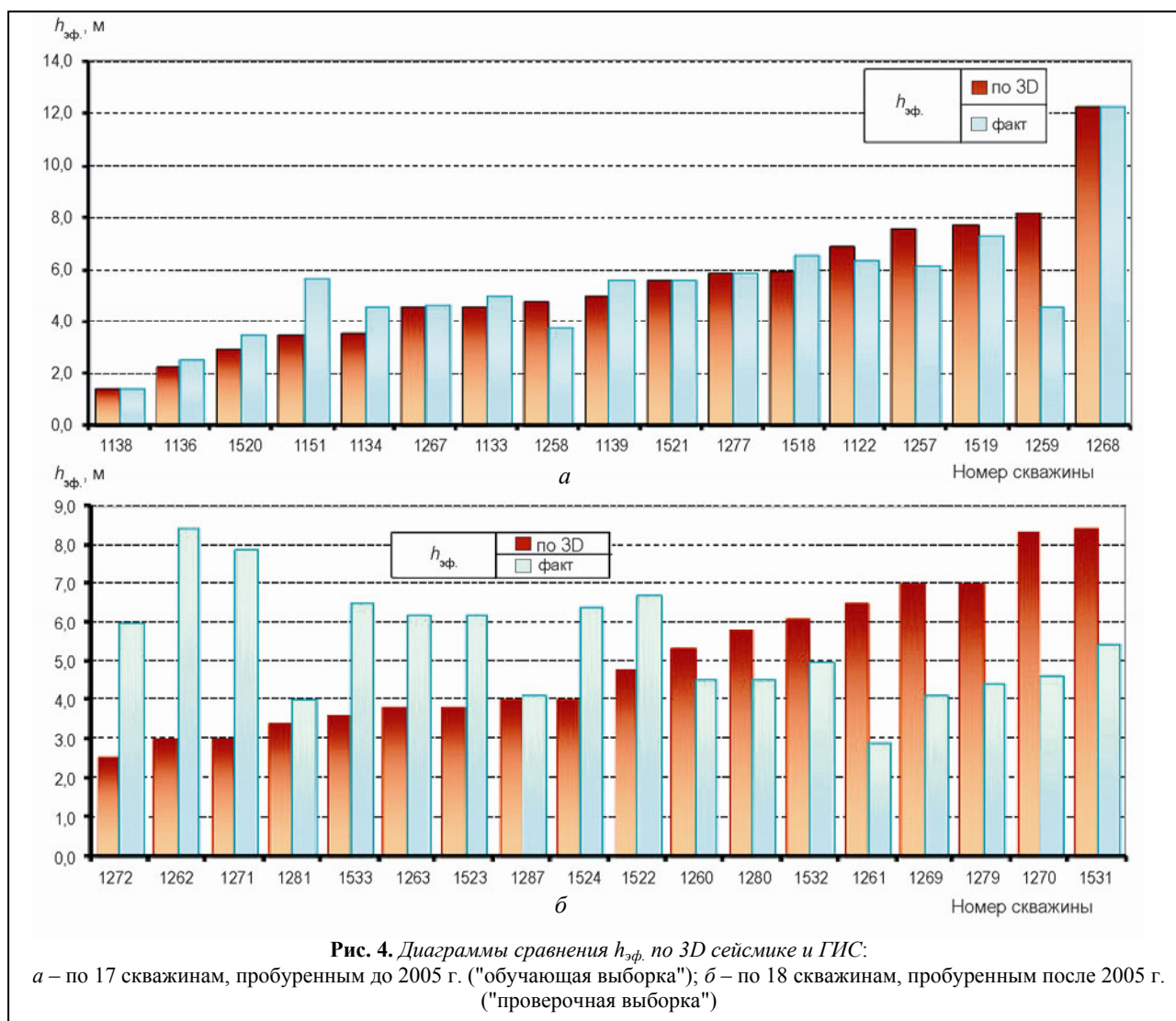


Рис. 4. Диаграммы сравнения $h_{эф.}$ по 3D сейсмике и ГИС:

а – по 17 скважинам, пробуренным до 2005 г. ("обучающая выборка"); б – по 18 скважинам, пробуренным после 2005 г. ("проверочная выборка")

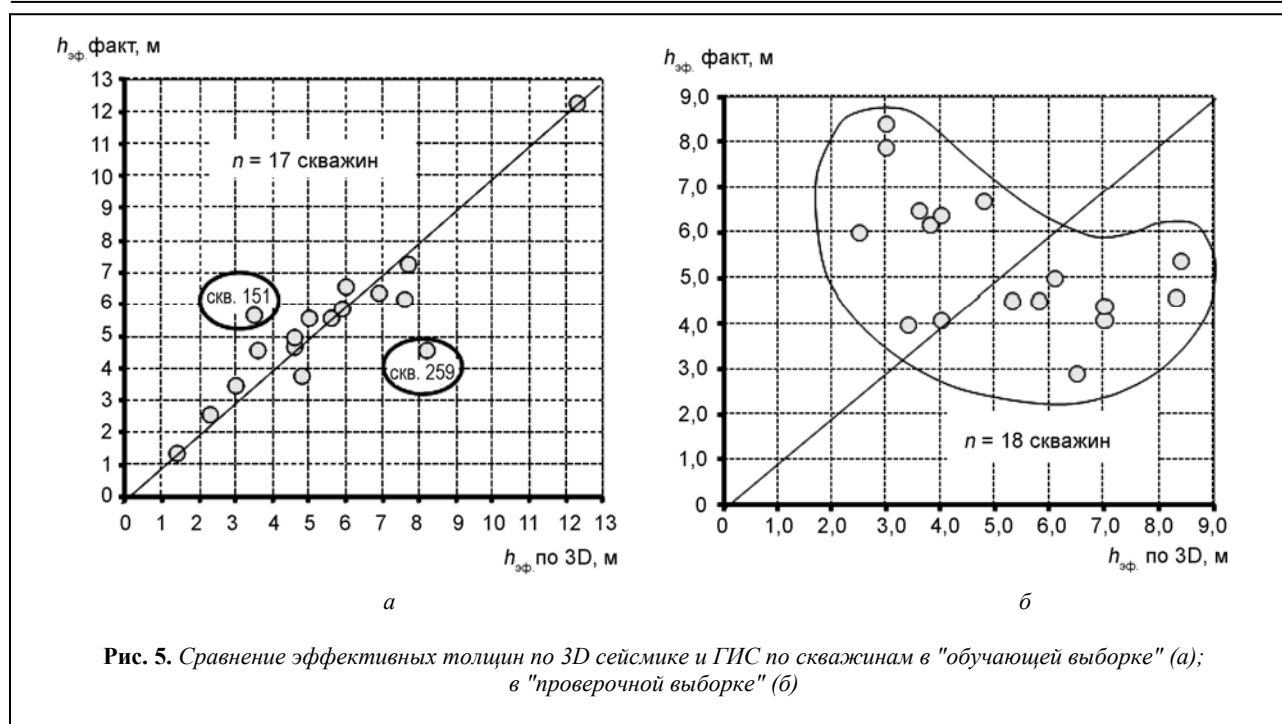


Таблица 5

Сопоставление эффективных толщин $h_{эф.}$, определённых по сейсмике 3D (прогноз) и ГИС (факт) по 18 скважинам, пробуренным после 2005 г. ("проверочная выборка")

Условный номер скважины	$h_{эф.}$, м		Различие $\pm \Delta h_{эф.}$, м	То же, % от $h_{эф.}$ по 3D	Оценка точности 3D сейсмике
	3D сейсмике	факт ГИС			
1272	2,5	6,0	3,5	140,0	Неудовлетворительная
1262	3,0	8,4	5,4	180,0	Неудовлетворительная
1271	3,0	7,9	4,9	163,3	Неудовлетворительная
1281	3,4	4,0	0,6	17,6	Удовлетворительная
1533	3,6	6,5	2,9	80,6	Неудовлетворительная
1263	3,8	6,2	2,4	63,2	Неудовлетворительная
1523	3,8	6,2	2,4	63,2	Неудовлетворительная
1287	4,0	4,1	0,1	2,5	Удовлетворительная
1524	4,0	6,4	2,4	60,0	Неудовлетворительная
1522	4,8	6,7	1,9	39,6	Неудовлетворительная
1260	5,3	4,5	-0,8	-15,1	Удовлетворительная
1280	5,8	4,5	-1,3	-22,4	Удовлетворительная
1532	6,1	5,0	-1,1	-18,0	Удовлетворительная
1261	6,5	2,9	-3,6	-55,4	Неудовлетворительная
1269	7,0	4,1	-2,9	-41,4	Неудовлетворительная
1279	7,0	4,4	-2,6	-37,1	Неудовлетворительная
1270	8,3	4,6	-3,7	-44,6	Неудовлетворительная
1531	8,4	5,4	-3,0	-35,7	Неудовлетворительная
В среднем	5,02	5,66	+0,64	+12,7	-

Таблица 6

Оценка отклонений эффективной толщины по 3D и ГИС в различных интервалах толщин (осреднённые данные) по 18 скважинам, пробуренным после 2005 г. ("проверочная выборка")

Интервалы $h_{эф.}$	Число скважин, шт.	$h_{эф. ср.}$, м		$\pm \Delta h_{эф. ср.}$, м	$\pm \Delta h_{эф. ср.}$, %	Оценка точности
		3D сейсмике	факт ГИС			
Менее 3 м	3	2,8	7,4	+4,6	+162	Неудовлетворительная
От 3 до 4 м	6	3,8	5,6	+1,8	+48	Неудовлетворительная
От 4 до 6,5 м	5	5,7	4,7	-1,0	-17,2	Удовлетворительная
Более 6,5 м	4	7,7	4,6	-3,1	-40	Неудовлетворительная

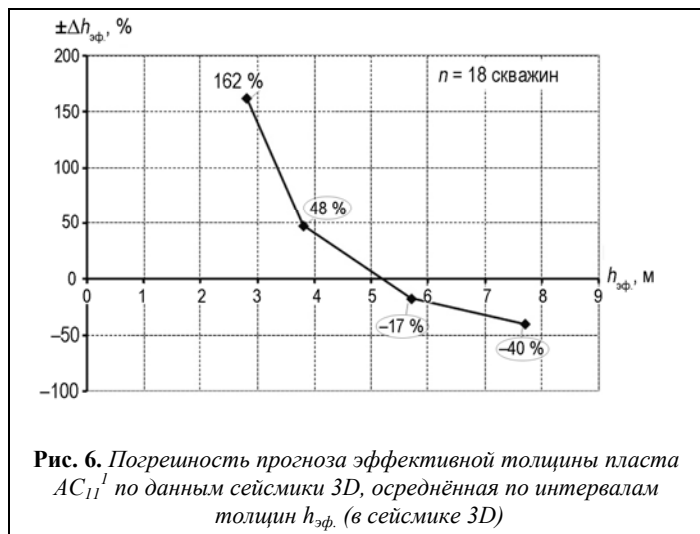


Рис. 6. Погрешность прогноза эффективной толщины пласта AC_{11}^1 по данным сейсмике 3D, осреднённая по интервалам толщин $h_{эф.}$ (в сейсмике 3D)

Несмотря на общую благоприятную картину, сравнение $h_{эф.}$ по отдельным скважинам показало обратный, а точнее – неудовлетворительный результат (см. рис. 4, б, 5, б). "Поскважинная" точность прогноза $h_{эф.}$ по сейсморазведке 3D в условиях рассматриваемого тонкого объекта AC_{11}^1 оказалась крайне низкой. Лишь по 5 добывающим скважинам (28 %) из 18 погрешность прогноза $h_{эф.}$ не превысила 20 %. По остальным скважинам (72 %) погрешность изменялась в широком диапазоне – от 36 до 180 %.

Для установления возможных тенденций в изменении погрешности определения $h_{эф.}$ пласта по данным 3D сейсмике (в зависимости от прогнозных значений $h_{эф.}$) в скважинах "проверочной выборки" было выделено четыре группы (см. табл. 3) согласно предполагаемым $h_{эф.}$ из 3D сейсмогеологической модели: менее 3 м – 3 скважины; от 3 до 4 м – 6 скважин; от 4 до 6,5 м – 5 скважин; более 6,5 м – 4 скважины. По указанным группам были осреднены значения $h_{эф.}$ по 3D сейсмике, а также погрешности их определения по результатам бурения конкретных скважин (табл. 6, рис. 6).

После обработки исходных данных получены следующие результаты:

- в области *малых* эффективных толщин в сейсмической 3D-модели, $h_{эф.} < 3$ м, средняя прогнозная $h_{эф.}$ (по 3D сейсмике) оценивалась в 2,8 м, фактическая по ГИС оказалась равной 7,4 м, т. е. различие между толщинами составляет 2,6 раза;
- в области *пониженных* эффективных толщин, $h_{эф.} = 3 \dots 4$ м, согласно сейсмической 3D-модели средняя $h_{эф.}$ (по 3D сейсмике) прогнозировалась на уровне 3,8 м, фактическая – 5,6 м, отличие – в 1,5 раза;
- в области *средних* $h_{эф.} = 4,0 \dots 6,5$ м по 3D модели средняя $h_{эф.}$ по 3D сейсмике прогнозировалась на уровне 5,7 м, фактическая – 4,7 м, отклонение – 17,2 %, т. е. точность в этой единственной группе оказалась вполне удовлетворительной;
- в области *повышенных* по 3D сейсмике эффективных толщин (более 6,5 м), в среднем – 7,7 м, фактическая $h_{эф.}$ по ГИС составила 4,6 м, т. е. оказалась меньше в 1,7 раза.

Зависимость погрешности прогноза эффективной толщины тонкого пласта AC_{11}^1 по данным сейсмике 3D в различных интервалах $h_{эф.}$ приведена на рис. 6.

Таким образом, обобщённый автором конкретный опыт применения объёмной сейсморазведки 3D в середине 2000-х гг. на одном из типичных пластовых сводовых по строению нефтяных месторождений ХМАО – Югры с целью "поскважинной" оценки эффективной толщины тонкого пласта AC_{11}^1 оказался unsuccessful.

Выводы

1. В рассмотренных геологических условиях конкретный "поскважинный" прогноз эффективной толщины тонкого пласта по сейсмике 3D, сделанный в 2004–2005 гг., привёл к получению отрицательных результатов.
2. Приемлемая "поскважинная" точность (± 20 %) прогноза предполагаемой эффективной толщины по сейсмике 3D достигнута лишь по пяти новым скважинам из 18 пробуренных. По остальным скважинам точность прогноза толщин оказалась неудовлетворительной.
3. Существенная погрешность (до 55 %) оценки $h_{эф.}$ по сейсмике 3D отмечается даже в интервале повышенных (более 6,5 м) прогнозных толщин.
4. Максимальная погрешность в прогнозе эффективной толщины пласта AC_{11}^1 по сейсмике 3D доходит до 140...180 % и характерна для участков с минимальными (2,5...3,0 м) прогнозными толщинами.
5. Достигнутая в рассмотренный исторический период достоверность прогноза эффективной толщины тонкого пласта по сейсмике 3D оказалась недостаточной для обоснования места заложения забоев конкретных проектных добывающих скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бембель С.Р., Бембель М.Р. Совершенствование технологий сейсморазведки 3D для разведки и разработки месторождений Западной Сибири // *Нефть. хоз-во.* – 2011. – № 4. – С. 8–11.
2. Шутько С.Ю., Шильман А.В. О семинаре "Геологическая результативность работ 3D сейсморазведки в ХМАО" // *Вестник недропользователя.* – 1999. – № 3. – С. 23–25.
3. Использование данных сейсморазведки 3D – новый этап в проектировании разработки месторождений Юганского района / А.Н. Янин [и др.] // *Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири: сб. науч. тр. СибНИИИМП.* – Тюмень, 1999. – С. 19–32.
4. Гогоненков Г., Левянт В. Есть такое средство. Сейсморазведка 3D как инструмент повышения эффективности разработки месторождений // *Нефть и Капитал.* – 2000. – № 10. – С. 80–83.
5. Богоявленский В.И., Холм Б.У., Рестади Н. Трёхмерная сейсморазведка // *Нефть и Капитал.* – 1998. – № 6-7. – С. 91–95.
6. Анализ эффективности и преимущество применения сейсморазведки 3D при геолого-математическом модели-

ровании / И.С. Бакай, А.Н. Бондарев, С.Б. Кощеев, М.В. Корниенко // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы второй науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 1999. – С. 223–236.

LITERATURA

1. Bembel' S.R., Bembel' M.R. Sovershenstvovanie tekhnologiy seysmorazvedki 3D dlya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri // *Neft. khoz-vo.* – 2011. – № 4. – С. 8–11.
2. Shut'ko S.Yu., Shpil'man A.V. O seminare "Geologicheskaya rezul'tativnost' rabot 3D seysmorazvedki v KhMAO" // *Vestnik nedropol'zovatelya.* – 1999. – № 3. – С. 23–25.
3. Ispol'zovanie dannykh seysmorazvedki 3D – novyy etap v proektirovaniy razrabotki mestorozhdeniy Yuganskogo rayona

- / A.N. Yanin [i dr.] // *Osnovnye napravleniya nauchno-issledovatel'skikh rabot v neftyanoy promyshlennosti Zapadnoy Sibiri: sb. nauch. tr. SibNIINP.* – Tyumen', 1999. – С. 19–32.
4. Gogonenkov G., Levyant V. Est' takoe sredstvo. Seysmorazvedka 3D kak instrument povysheniya effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy // *Neft' i Kapital.* – 2000. – № 10. – С. 80–83.
 5. Bogoyavlenskiy V.I., Kholm B.U., Restad N. Trekhmernaya seysmorazvedka // *Neft' i Kapital.* – 1998. – № 6-7. – С. 91–95.
 6. Analiz effektivnosti i preimushchestvo primeneniya seysmorazvedki 3D pri geologo-matematicheskoy modelirovaniy // I.S. Bakay, A.N. Bondarev, S.B. Koshcheev, M.V. Kornienko // *Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO: Materialy vtoroy nauch.-prakt. konf.* – Khanty-Mansiysk, 1999. – С. 223–236.