

Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Приобском месторождении (ЮЛТ*)

М.А. Черевко, заместитель генерального директора
– главный геолог ООО "Газпромнефть-Хантос";

А.Н. Янин, генеральный директор ООО "Проектное бюро "ТЭРМ";

К.Е. Янин, заместитель генерального директора ООО "Проектное бюро "ТЭРМ"

Цель статьи – изучить перспективность избирательной корректировки первичной сетки объекта АС₁₀₋₁₂ путем локального бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими (> 50 м) нефтенасыщенными толщами (h_n) и чрезмерно высокими удельными запасами нефти, приходящимися на одну скважину.

В первые десятилетия с начала освоения нефтяных месторождений Западной Сибири интерес к направлению "уплотняющее бурение" был весьма высок [1, 2, 3]. Это объяснялось разреженной плотностью сетки в этот период – 42-56 га/скв. В конце XX^{го} – начале XXI^{го} века уплотняющее бурение в регионе снизились до минимальных объёмов, уступив место резкам боковых стволов (ЗБС) из старых скважин. Это обусловлено тем, что в этот период в регионе появился значительный фонд выбывших из эксплуатации скважин, пригодных для ЗБС. Тем не менее, рассматриваемое направление, а именно избирательное уплотнение сетки скважин в соответствующих геологических условиях, имеет определенные перспективы и в настоящее время.

Авторы считают, что ОПР по локальному уплотнению сетки на ранней стадии разработки низкопроницаемых объектов (сразу после разбуривания основной эксплуатационной сетки) целесообразно проводить в зонах с выявленными значительными нефтенасыщенными толщами. Здесь извлечение утвержденных запасов нефти скважинами основной сетки может растянуться на длительный (более 100 лет) период времени, а неработающий фонд, пригодный для ЗБС, появится лишь спустя десятки лет.

Южная часть Приобского месторождения является ключевым добычным активом ОАО «Газпром нефть», обеспечивающим более $\frac{1}{3}$ текущих отборов нефти по компании. По количеству запасов ЮЛТ относится к разряду уникальных месторождений и характеризуется очень сложным геологическим строением. На месторождении промышленно нефтеносны терригенные отложения нижнего мела. Продуктивны 10 пластов: АС7, АС8, АС9, АС10₀¹, АС10₀², АС10₁₋₃, АС10₄, АС11₁, АС12₁, АС12₃₋₅. Первые три пласта являются самостоятельными объектами, пока не разрабатываются и далее в статье – не рассматриваются. Пласты с АС10₀¹ по АС12₃₋₅ (всего их семь) – объединены в общий эксплуатационный объект АС₁₀₋₁₂. В этом объекте сосредоточено более 95% запасов ЮЛТ. Геологические параметры объекта изучены по пробуренному фонду более, чем двух тысяч скважин (табл.1).

Средняя глубина залегания кровли объекта АС₁₀₋₁₂ – 2400м. Составляющие объект горизонты АС₁₀ и АС₁₂, в основном, схожи по геологическим характеристикам, кроме параметров проницаемости и проводимости, которые по нижнему горизонту АС₁₂ – в три раза меньше.

* ЮЛТ – южная лицензионная территория

Общая интегральная площадь нефтеносности объекта АС₁₀₋₁₂ составляет примерно 1500 км². Разбуривание ЮЛТ началось с 2002 года и активно продолжается до настоящего времени. Регулярной эксплуатационной сеткой скважин охвачена площадь ~450 км². Последние годы характеризуются очень вы-

Табл. 1. Геологические параметры объекта

Параметры	Горизонты		По АС ₁₀₋₁₂
	АС ₁₀	АС ₁₂	
Общая толщина, м	159	153	268
Нефтенасыщенная толщина, м	12,6	11,0	17,6
Коеф. песчаности, доли ед.	0,38	0,40	0,22
Расчлененность, б/р	9,3	9,0	13,7
Пористость, %	17,2	17,0	17,2
Нефтенасыщенность, %	64,3	60,7	63,4
Проницаемость, мД	8,3	2,8	6,1
Проводимость по ГИС, мД·м	105	31	108
Послойн.неоднородн., доли ед.	0,46	0,45	0,73

сокими темпами бурения, превышающими 1 млн.м/год и вводом по 396-350 новых скважин ежегодно. За счет этого обеспечивался существенный (811-1210 тыс.т) ежегодный прирост добычи нефти (табл. 2).

Табл.2. Показатели добычи нефти по ЮЛТ Приобского месторождения

Показатели	Ед. изм.	Годы											
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Добыча нефти – всего	тыс.т	65,6	552,3	1512	2697	4312	6281	7111	8179	9250	10060	11270	11896
Добыча жидкости – всего	тыс.т	66	565	1687	3242	5071	7650	9161	11153	13449	15330	17596	19943
Обводненность средняя	%	0,1	2	10	17	15	18	22	27	31	34	36	40
Эксплуатационное бурение	тыс.м	64	142	209	414	616	786	1015	1287	1229	1014	1166	1072
Глубина 1 ^{ой} скважины	м	2850	2850	3077	2900	2891	3062	3223	3250	3324	3020	3335	3447
Действ. добыв. фонд	скв.	7	48	98	185	351	537	672	899	1067	1194	1456	1640
Действ. нагнетат. фонд	скв.	-	5	15	36	88	150	280	434	567	710	818	959
Соотношение N _{доб.} /N _{нагн.}	б/р	-	9,6	6,5	5,1	4	3,6	2,4	2,1	1,9	1,68	1,78	1,71
Дебит нефти средний	т/сут	59,2	63,9	61,6	58,1	47,4	41,2	32,5	29,6	26,5	24,5	23,8	21,6
Дебит жидкости средний	т/сут	59,3	65,4	68,7	69,9	55,7	50,1	41,9	40,4	38,6	37,3	37,2	36,2
Приёмистость 1 ^{ой} скважины	м ³ /сут	-	474	483	331	251	216	173	142	130	118	104	104
Закачка воды – всего	тыс.м ³	-	288	1546	2598	5123	9120	12974	16982	20313	22258	24867	28516
Компенсация текущая	%	-	43	73	64	81	96	116	126	126	122	120	123
Компенсация накопленная	%	-	38	64	64	72	82	93	102	108	111	113	115

В настоящее время месторождение находится в стадии растущей добычи нефти (рис. 1), приближающейся к потенциально максимальной. Фактический уровень 11,270 млн.т нефти достигнут в 2012г. при темпе отбора от активных (вовлеченных) НИЗ нефти – около 5%. Накопленная добыча нефти – 61,3 млн.т или около 25% от активных НИЗ, текущий КИН от вовлеченных НИЗ – более 0,07. Средняя обводненность продукции скважин за 2012г. – 36%, средний дебит нефти – 23,8 т/сут, жидкости – 37,2 т/сут. Эксплуатация объекта АС₁₀₋₁₂ осуществляется на жестком водонапорном режиме. В действовавшем в 2012 году фонде числилось 2265 скважин, в т.ч. 1447 добывающих и 818 нагнетательных; их соотношение равно 1,78.

Однако эффективность бурения новых скважин с течением времени заметно снижается. Это связано с закономерным падением дебитов нефти новых скважин вследствие уменьшения вновь вводимых нефтенасыщенных толщин объекта АС₁₀₋₁₂ (рис. 2, табл. 3).

Ключевой технологией при разработке ЮЛТ является применение большеобъемных гидроразрывов пласта, которые проводятся во всех добывающих и нагнетательных скважинах. Во многих скважинах выполнены повторные и последующие гидроразрывы, показавшие неплохую эффективность в виде дополнительной добычи нефти.

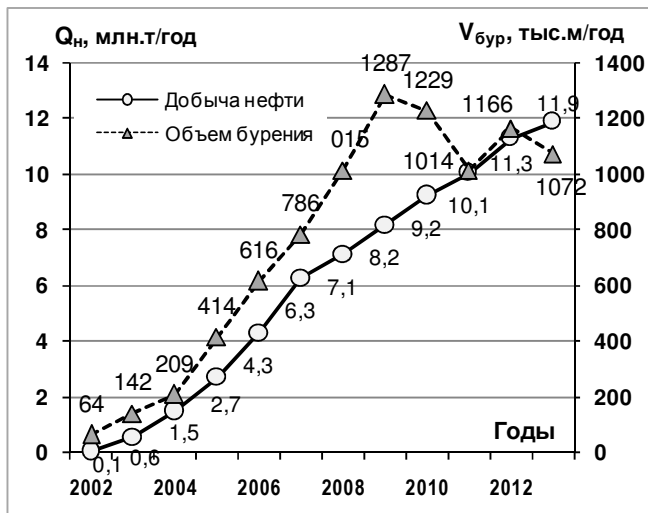


Рис. 1. Добыча нефти и эксплуатационное бурение

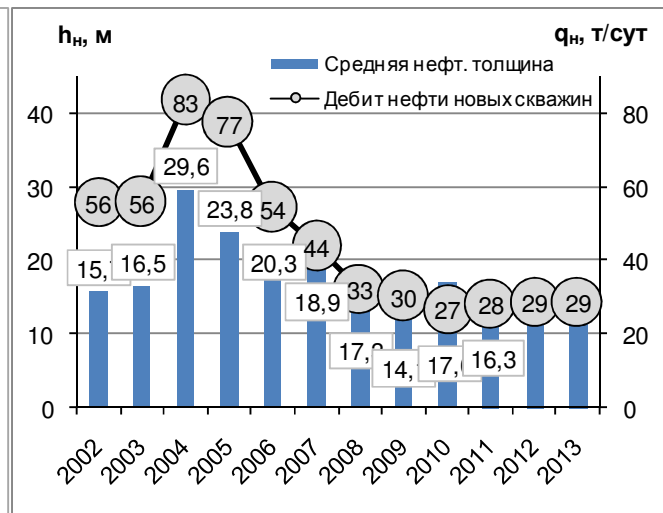


Рис. 2. Изменение средней нефтенасыщенной толщины (h_n) и дебитов нефти (q_n) новых скважин – по годам их ввода

Табл. 3. Показатели работы новых скважин

Показатели / годы	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Добыча нефти из новых скважин, тыс.т	351	754	1181	1671	1741	1521	1763	1549	1596	1471	1409
Ввод новых добывающих скважин, шт.	46	68	114	210	254	304	396	368	337	350	311
Дебит нефти 1 ^я новой скважины, т/сут	56	83	77	54	44	33	30	27	28	29	29
Число дней работы новых скважин	137	133	134	147	157	154	147	156	172	145	156
Удельн. добыча нефти из новых скважин, тыс.т/скв.	7,6	11,1	10,4	8,0	6,9	5,0	4,5	4,2	4,7	4,2	4,5

По пробуренному на ЮЛТ значительному фонду скважин накоплен обширный материал для анализа эффективности их работы. В частности, проведено изучение зависимости дебитов скважин от вскрытых нефтенасыщенных толщин. Это позволило выявить следующие закономерности:

- общая тенденция (в общем-то известная [2]) – чем выше h_n , тем больше дебиты скважин, однако вид этой зависимости – нелинейный (особенно в интервале $h_n > 35$ м);
- установлено почти двукратное снижение дебитов нефти спустя 12 месяцев (после ГРП) эксплуатации добывающих скважин;
- при снижении h_n выявлена тенденция увеличения удельного дебита нефти (в расчете на 1м вскрытой h_n) также имеющая растущий (обратный) нелинейный тренд (особенно на участках с $h_n < 20$ м).

Объект АС₁₀₋₁₂ разбуривается по блоковой однорядной системе разработки при треугольном размещении скважин с расстоянием 500 м (ПСС – 21,65 га/скв.). С учётом предполагаемых (по имеющимся подсчетным планам) толщин неосвоенных участков, был статистически спрогнозирован потенциал новых проектных добывающих скважин. Укажем, что средняя нефтенасыщенная толщина объекта АС₁₀₋₁₂ в разбуренной области ЮЛТ – 17,6 м, а в неразбуренной части – 8,5 м, т.е. в среднем – вдвое ниже. Это обуславливает и уменьшение удельных извлекаемых запасов нефти на 1 скважину, вплоть до нерентабельных.

В неразбуренной части ЮЛТ (по проекту разработки 2011г.) размещено более пяти тысяч новых наклонно-направленных скважин (ННС). Причем только 10% из них попадают на участки с $h_n > 20$ м, а примерно 3,5 тысячи скважин (или 70%) расположены в зонах с малыми $h_n < 10$ м. Более того, на площадки с h_n менее 5 м приходится почти половина (45%) нового фонда ННС (рис. 3). Удельная накопленная добыча

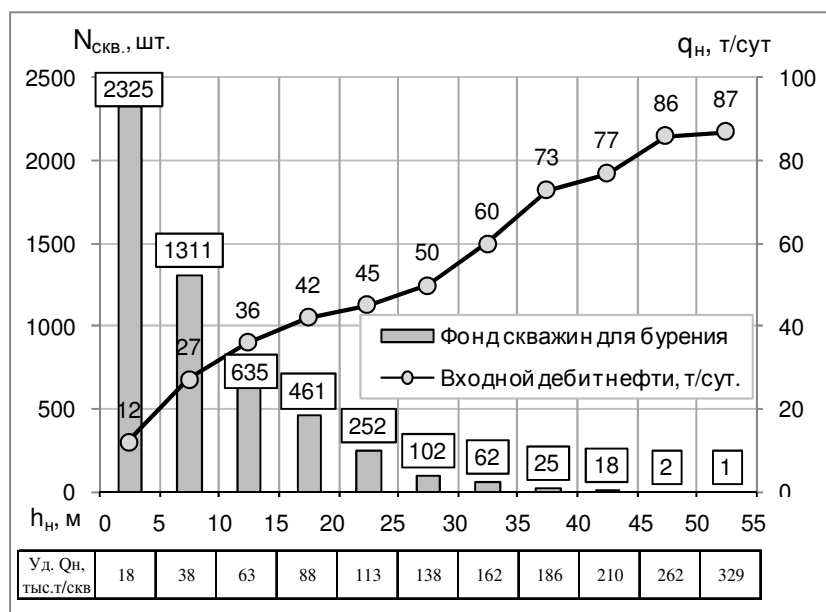


Рис. 3. Ранжировка неразбуренного фонда $N_{скв}$ по величине h_n , дебиту и удельному отбору нефти

нефти по последней группе скважин не превысит 20 тыс.т/скв, что априори является недостаточным для окупаемости капитальных вложений в их строительство. Таким образом, экономическая эффективность значительной части оставшегося для бурения проектного фонда вызывает обоснованное сомнение.

В связи с указанным, в качестве одного из новых (вспомогательных) направлений поддержания добычи нефти по ЮЛТ, параллельно с освоением неразбуренных участков, может рассматриваться избирательное уплотнение сетки (на разбуренных площадях) в зонах с "излишне высокой" (т.е. неоптимальной) плотностью (тыс.т/га) текущих подвижных извлекаемых запасов нефти.

Понятно, что для детального обоснования зон, перспективных для избирательного уплотнения сетки, необходимо использовать достоверные актуализированные трехмерные гидродинамические модели объекта АС₁₀₋₁₂. Тем не менее, некоей исходной базой могут служить также и предварительные геолого-промысловые оценки ожидаемой добычи нефти (в расчете на одну скважину) в зонах возможного уплотнения. Из табл. 4 следует, что на разбуренных площадях в зонах, имеющих максимальные (более 60м) толщины при ПСС=21,65 га/скв. удельные НИЗ нефти могут превышать 300-350 тыс.т/скв.

В качестве предварительного ориентира вначале рассмотрели все перспективные для уплотнения сетки участки ЮЛТ – с удельными НИЗ нефти более 120 тыс.т/скв. Учитывая, что уплотняющие скважины будут буриться на 7-10 лет позже основного фонда, их потенциал будет снижен и ограничен текущими запасами нефти. Поэтому более уместно сориентироваться на удельную добычу нефти с учетом «коэффициента интерференции», взятого эмпирически на уровне 0,5 (табл. 4 «б»).

Из практики разработки месторождений Западной Сибири известно, что экономически оправданной (при глубинах залегания пластов ~ 2,5 км) может считаться скважина, обеспечивающая накопленный отбор нефти – не менее 50 тыс.т. Следовательно, исходя из этого критерия первоначальный интерес для проведения ОПР по уплотняющему бурению представляют участки с $h_n > 25$ м. Было исследовано несколько подобных перспективных участков.

Табл. 4. Зависимость накопленной добычи нефти на 1 скважину от h_n и ПСС по объекту АС₁₀₋₁₂ (в тыс.т/скв.)

а) При отсутствии интерференции скважин										б) С учетом 50%-ной интерференции									
$h_{нн},$ м	ПСС, га/скв									$h_{нн},$ м	ПСС, га/скв								
	8	10	12	14	16	18	20	21,6	25		8	10	12	14	16	18	20	21,6	25
70	143	175	207	238	267	295	322	342	388	70	71	88	104	119	133	145	161	171	194
65	132	163	192	221	248	274	299	318	360	65	66	81	96	110	124	135	150	159	180
60	122	150	177	204	229	253	276	293	333	60	61	75	89	102	114	124	138	147	166
55	112	138	163	187	210	232	253	269	305	55	56	69	81	93	105	114	127	135	153
50	102	125	148	170	191	211	230	245	277	50	51	63	74	85	95	104	115	122	139
45	92	113	133	153	172	190	207	220	250	45	46	56	67	76	86	93	104	110	125
40	82	100	118	136	152	169	184	196	222	40	41	50	59	68	76	83	92	98	111
35	71	88	104	119	133	148	161	171	194	35	36	44	52	59	67	72	81	86	97
30	61	75	89	102	114	126	138	147	166	30	31	38	44	51	57	62	69	73	83
25	51	63	74	85	95	105	115	122	139	25	25	31	37	42	48	52	58	61	69
20	41	50	59	68	76	84	92	98	111	20	20	25	30	34	38	41	46	49	55
15	31	38	44	51	57	63	69	73	83	15	15	19	22	25	29	31	35	37	42
10	20	25	30	34	38	42	46	49	55	10	10	13	15	17	19	21	23	24	28
5	10	13	15	17	19	21	23	24	28	5	5	6	7	8	10	10	12	12	14

По результатам более детального анализа пяти основных перспективных зон объекта АС₁₀₋₁₂ для дальнейшего моделирования был выбран Центральный участок (площадью 42 км²) со средней h_n – 35 м. В границах участка в 2004-2007гг. было пробурено около 200 скважин по базовой сетке 433×500 м. Максимальная добыча нефти по участку составляла 2170 тыс.т (2007г.) при темпе отбора от НИЗ нефти участка – 6,4%. На долю рассматриваемой зоны приходится почти четверть от всей накопленной нефти, добытой на ЮЛТ. Средние удельные НИЗ нефти в выбранном блоке достаточно высоки – 175 тыс.т/скв. При этом средний фактический отбор нефти уже составил около 60 тыс.т/скв. Таким образом, удельные остаточные запасы (ОИЗ) нефти на одну пробуренную добывающую скважину оцениваются здесь в 115 тыс.т/скв.

Текущие показатели разработки по Центральному участку в 2011г. были значительно выше средних по месторождению: дебит нефти 41 т/сут (по ЮЛТ – 25 т/сут), дебит жидкости – 75 т/сут (по ЮЛТ – 37 т/сут), обводненность – 46% (по ЮЛТ – 34%). Энергетическое состояние залежей объекта АС₁₀₋₁₂ на участке – вполне удовлетворительное, что позволяет проводить здесь опытные работы по уплотнению сетки.

Важным аргументом в пользу сгущения сетки по Центральному участку является тенденция к снижению среднесуточной добычи нефти с 5,9 тыс.т/сут – в 2007 г до 4 тыс.т/сут – в 2011г. при сохранении стабильно высоких (более 200 тыс.т/скв.) и не снижающихся с течением времени удельных ОИЗ нефти на одну скважину.

С учетом изложенного, с целью выбора оптимальной стратегии опытно-промышленных работ рассмотрели шесть технологических вариантов уплотнения сетки (рис. 4) вплоть до условно гипотетического [4] – 7,2 га/скв.

Вариант 1 – базовая однорядная система разработки с ПСС – 21,65 га/скв;

Вариант 2 – уплотнение сетки по линии добывающих рядов до расстояния между добывающими скважинами – 250 м. ПСС – 14,4 га/скв, соотношение $N_{доб}/N_{нагн}$ – 2:1;

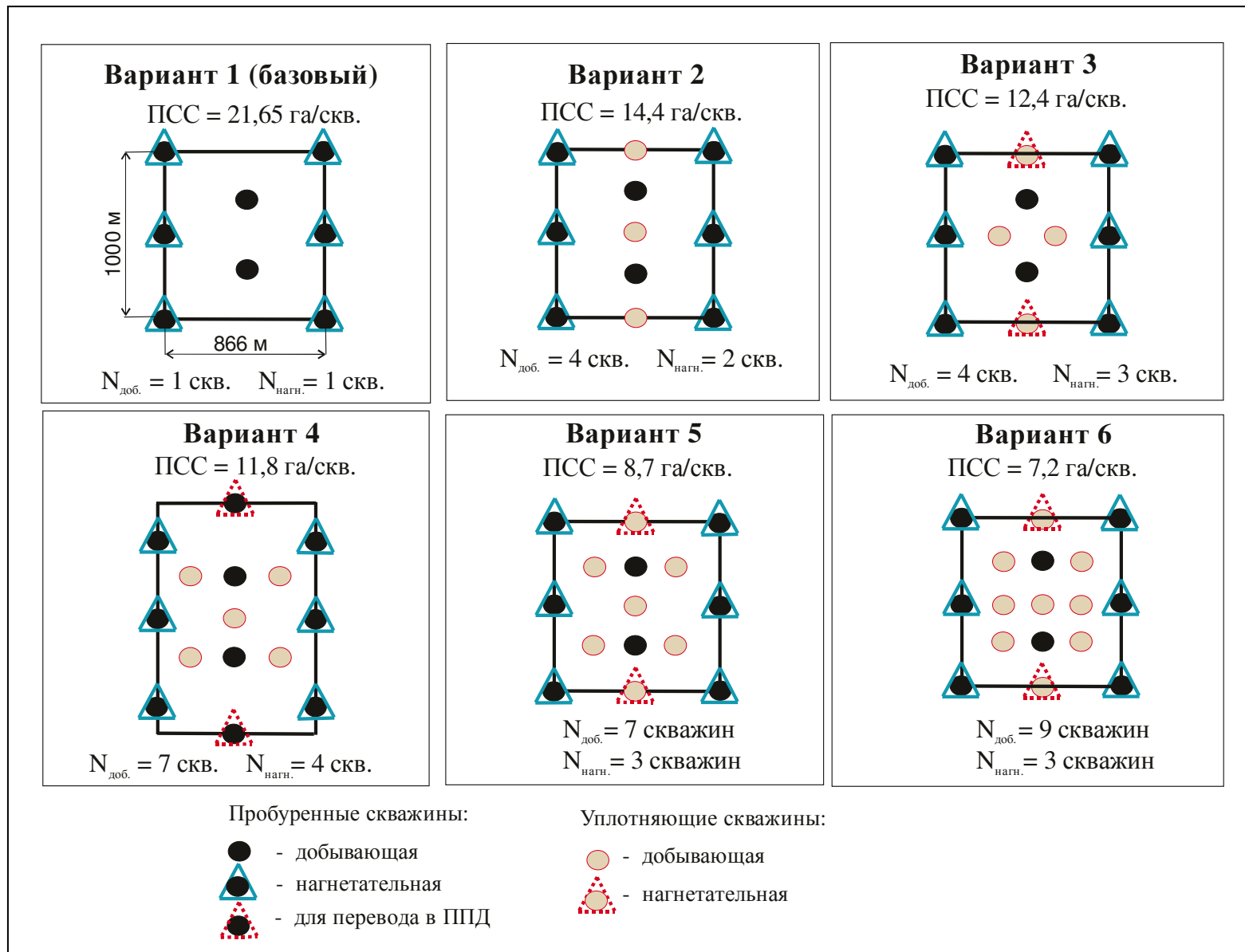


Рис. 4. Варианты уплотнения сетки по объекту АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения

Вариант 3 – преобразование однорядной системы в блочно-квадратную путем бурения в добывающих рядах уплотняющих – как добывающих, так и нагнетательных скважин. Расстояние между добывающими скважинами – 290 м. Усредненное расстояние между скважинами в стандартном элементе 2σ – 352 м, ПСС – 12,4 га/скв, соотношение скважин – 4:3=1,33.

Вариант 4 – переход от однорядной системы к блочно-замкнутой путем перевода в ППД части скважин добывающих рядов и бурения уплотняющих добывающих скважин. Расстояние между добывающими скважинами в зонах уплотнения – 270 м, среднее 2σ – 344 м, ПСС – 11,8 га/скв, соотношение скважин – 7:4=1,75.

Вариант 5 – преобразование однорядной системы в блочно-квадратную путем бурения в добывающих рядах уплотняющих – как добывающих, так и нагнетательных скважин. Расстояние между добывающими скважинами в зонах уплотнения – 270 м, усредненное 2σ – 295 м, ПСС – 8,7 га/скв, соотношение скважин – 7:3=2,33.

Вариант 6 отличается наиболее плотной сеткой – 7,2 га/скв. Расстояние между добывающими скважинами – 240 м, среднее 2σ – 270 м, соотношение скважин – 3:1.

Варианты 3-6, предусматривающие уплотнение сетки скважин с одновременным переходом на блочно-замкнутую систему, обеспечивают заметный прирост $K_{\text{охв}}$. Последний параметр был оценен геостатистическим путём – по методике известного тюменского учёного и проектировщика – к.т.н. А.Н.Юрьева.

В целях экономии времени на выполнение 3D-моделирования оценка вариантов была выполнена вначале по небольшому типовому участку (ограниченных размеров), а именно – в пределах Основного "блока" Центрального участка. На рисунке 5 представлены варианты размещения скважин уплотняющего фонда в указанном "блоке", а в табл.5 – результаты технологических расчетов показателей по вариантам за 20-летний период (2012-2031гг.) разработки.

Табл. 5. Показатели 3D-моделирования вариантов уплотнения сетки (за 20 лет)

Показатели / Варианты	1 (баз)	2 (рек)	3	4	5	6
Средняя ПСС, га/скв.	21,65	14,4	12,4	11,8	8,7	7,2
Фонд скважин - всего	74	106	122	131	165	199
в т.ч. добывающих	39	71	74	86	117	151
нагнетательных	35	35	48	45	48	48
Фонд скважин для бурения - всего	-	32	48	57	91	125
в т.ч. добывающих	-	32	35	57	78	112
нагнетательных	-	-	13	-	13	13
Перевод добыв.скважин под закачку	-	-	-	10	-	-
Накопл. на 2013г. добыча нефти, тыс.т	9313	10342	9842	10001	11586	12392
Уд.накопл.добыча нефти, тыс.т/общ.скв.	126	98	81	76	70	62
Уд.накопл.добыча нефти, тыс.т/доб.скв.	239	146	133	116	99	82
Прирост добычи нефти за 2012-2013гг, тыс.т	-	1029	529	688	2273	3079
Уд.доп.добыча нефти, тыс.т/упл.общ.скв.	-	32	11	12	25	25
Уд.доп.добыча нефти, тыс.т/упл.доб.скв.	-	32	15	12	29	27
Кратность ОИЗ нефти в 2031 году, лет	48	34	40	37	24	17

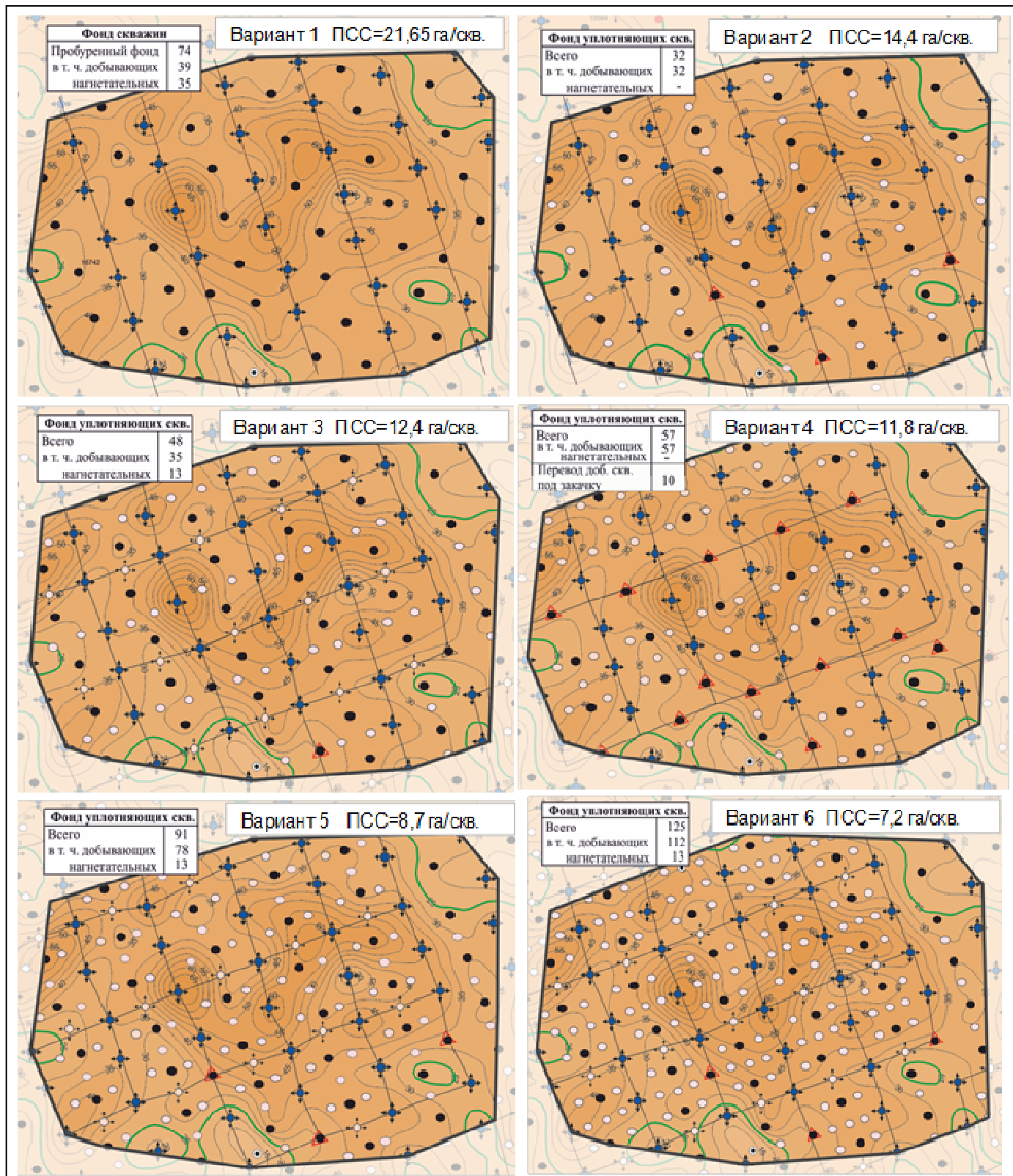


Рис. 5. Варианты уплотнения сетки в Основном "блоке" Центрального участка объекта АС₁₀₋₁₂ Приобского месторождения

Моделирование вариантов разработки по Основному "блоку" показало следующее (табл. 5):

- все варианты с уплотнением сетки скважин обеспечивают существенный прирост накопленной добычи нефти за 20 лет;
- сплошное уплотнение сетки в реализованной системе разработки – экономически неэффективно;
- наилучшим выглядит вариант 2 (32 тыс.т/упл.скв.) за 20 лет, хуже остальных – варианты 3 и 4;
- в варианте 3 с бурением дополнительных нагнетательных скважин, образующих замкнутые блоки, заметно ускоряется рост обводненности и увеличивается накопленный водонефтяной фактор;
- в варианте 4 с переводом части добывающих скважин в ППД уплотняющее бурение не компенсирует общую потерю мощностей по добыче нефти;
- в вариантах 5 и 6 с наиболее плотными сетками обеспечивается наибольший прирост добычи нефти, однако по удельному (за 20 лет) отбору нефти на одну уплотняющую скважину они уступают варианту 2.

Таким образом, 3D-моделирование разработки Основного "блока" позволило осуществить выбор оптимального (вариант 2) подхода к ОПР по избирательному размещению уплотняющих скважин. Все прочие варианты уплотнения, с переходом от однорядной к блочно-замкнутым системам – оказались экономически убыточны и далее не рассматриваются.

Для оценки "потенциала" каждой уплотняющей скважины (по системе варианта 2) они были расставлены по всему Центральному участку, набралось всего – 99 уплотняющих добывающих скважин. Прирост добычи нефти (по сравнению с базовым вариантом) от бурения этих уплотняющих скважин за 20-летний расчетный период оценивается в 2,5 млн.т, т.е. в среднем по 25 тыс.т/скв. Отсюда следует важный вывод о том, что 100%-ное бурение всех этих уплотняющих скважин на Центральном участке – нецелесообразно.

В ходе дальнейшей ранжировки для проведения ОПР были подобраны 23 первоочередные уплотняющие скважины. Ещё 25 уплотняющих скважин (с невысокой коммерческой эффективностью) условно были отнесены к "зависимым". Оставшиеся 51 уплотняющая скважина – были исключены из дальнейшего рассмотрения из-за нерентабельности, вследствие малых удельных отборов нефти (в среднем – по 32 тыс.т/скв.) .

Представленные в табл. 6 показатели эффективности по группам уплотняющих скважин указывают на высокую прогнозируемую эффективность только 23 уплотняющих скважин. За расчетный 20-летний период они отберут в сумме около 2,6 млн.т нефти или по 112 тыс.т/скв. Инвестиционная привлекательность этих скважин – высокая: индекс доходности инвестиций – 2,5, а период окупаемости – около 3 лет.

Следует учитывать, что, несмотря на крайне низкую (3-8 мД) проницаемость коллекторов, из-за интерференции скважин часть добычи нефти, которую извлекут уплотняющие скважины, могла бы быть отобрана старыми скважинами основной сетки. В этой связи интерес вызывают не только собственные накопленные отборы нефти из новых скважин, но и реальный дополнительный прирост добычи – по исследуемому участку в целом.

Для оценки реального эффекта уплотнения на 3D-модели рассчитаны:

- базовый (без уплотнения) вариант разработки Центрального участка;
- вариант с бурением 23 наилучших уплотняющих скважин.

Табл. 6. Показатели по группам уплотняющих скважин (за 20 лет)

Группы скважин	Наименование	Входные параметры			Добыча нефти (20 лет), тыс.т	NPV, млн.руб	PI, б/р	Срок окуп., годы	Вероятн. положит. рез-та, %
		Дебит, т/сут		Обводн., %					
		нефти	жидкости						
Рекомендуемые: 23 скважины	В сумме	1463	2317	–	2580	1643	2,56	3	95
	Среднее	64	101	37	112	71			
Зависимые: 25 скважин	В сумме	1016	1989	–	1916	581	1,51	5	70
	Среднее	41	80	49	77	23			
Нерентабельные: 51 скважина	В сумме	1240	2812	–	1634	-1400	0,40	нет	12
	Среднее	24	55	56	32	-27			
Итого по 99 скважинам	В сумме	3719	7118	–	6130	112	1,18	–	–
	Среднее	38	72	48	62	8			

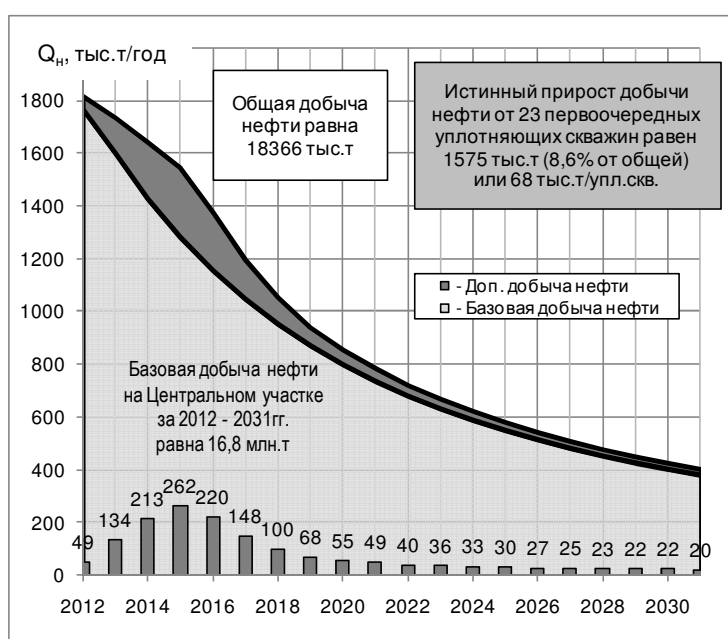


Рис. 6. Истинный дополнительный эффект в добыче нефти от 23 уплотняющих скважин на Центральном участке ЮЛТ

повысить текущие годовые уровни добычи по Центральному участку ЮЛТ. Максимальный расчетный годовой прирост добычи нефти оценивается в 262 тыс.т и может быть достигнут в 2015 г.

Отметим, что указанные выше оценки получены за 20-летний период эксплуатации участка. Для оценки влияния уплотнения сетки на величину конечного КИН (см.рис.7) можно воспользоваться материалами статьи [5], в которой обобщены фактические данные об эксплуатации 53 обводненных участков СЛТ При-

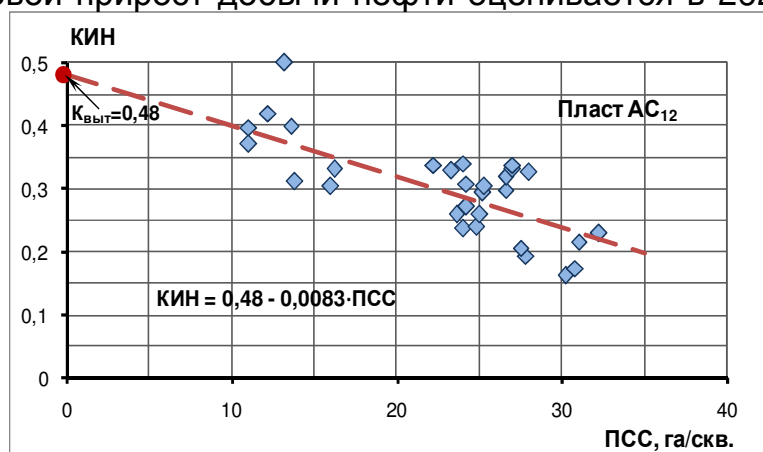


Рис. 7. Приближенная зависимость прогнозного КИН от ПСС по пласту АС₁₂

Из расчетов следует, что истинная разница по накопленной добыче между этими двумя вариантами за 20 лет составляет – 1,575 млн.т (рис. 6). Таким образом, реальный удельный дополнительный прирост нефти за счет уплотнения сетки составит около 68 тыс.т/упл.скв., а расчетный коэффициент интерференции будет равен 40%. Полученный результат в текущих (на 2012г.) экономических условиях представляется весьма привлекательным.

Бурение в 2012-2015гг. на первом этапе ОПР 23 наилучших уплотняющих скважин способно ощутимо

обского месторождения (с преобладанием пласта АС₁₂). Рисунок 7 построен А.Н.Яниным на основании обработки исходных показателей, приведённых в статье [5].

С учетом полученной зависимости, а именно:

$$\text{КИН} = 0,480 - 0,0083 \cdot \text{ПСС}$$

прирост КИН по варианту 2 (ПСС – 14,4 га/скв.) по сравнению с базовым вариантом ПСС – 21,65 га/скв. может оказаться весьма существенным, составив по Центральному участку несколько процентных пунктов.

Из приведённых данных следует, что резервы увеличения КИН за счет избирательного перехода на более плотные сетки разбуривания по объекту АС₁₀₋₁₂ могут оказаться весьма значимы.

Выводы

1. На объекте АС₁₀₋₁₂ ЮЛТ Приобского месторождения избирательное уплотнение основной сетки скважин может рассматриваться как перспективное (вспомогательное) направление поддержания добычи нефти. Это мероприятие может быть реализовано (вначале – в небольших объемах) параллельно с освоением неразбуренных периферийных участков месторождения.

2. С целью снижения риска пилотное уплотняющее бурение рекомендуется провести на участках, обладающих наибольшими нефтенасыщенными толщинами и максимально высокой концентрацией текущих (на момент уплотняющего бурения) подвижных запасов нефти.

3. Для реализуемой однорядной блоковой системы разработки объекта АС₁₀₋₁₂ наиболее предпочтительным является проведение пилотного уплотняющего бурения – по линиям основных добывающих рядов.

4. В качестве эффективных следует рассматривать уплотняющие скважины, способные отобрать за 20 лет нефть – не менее 70 тыс.т/скв, поскольку из-за интерференции скважин часть (40%) этих отборов может быть извлечена скважинами основной сетки.

5. Бурение первых уплотняющих скважин целесообразно начать в виде опытно-промышленных работ. Решение о развитии программы уплотнения сетки на ЮЛТ можно будет принять по результатам эксплуатации первоочередных 10 уплотняющих скважин Центрального участка месторождения.

6. Краевые участки месторождения, нерентабельные для разработки наклонно-направленными скважинами, целесообразно разбуривать системами горизонтальных скважин с применением многозонных гидроразрывов пласта.

Литература

1. Янин А.Н. Эффективность регулирования разработки месторождения с помощью бурения уплотняющих скважин // Нефтяное хозяйство. – 1979. – №10. С.3-43.

2. Янин А.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень-Курган: "Зауралье", 2010. – 608 с.

3. Закиров С.Н. Анализ проблемы "Плотность сетки скважин – нефтеотдача". – М.: Издат.Дом "Грааль", 2002. – 314 с.

4. Результаты разработки участка Мамонтовского месторождения по предельно плотной сетке скважин / Т.Ф.Манапов, Р.Г.Нугматуллин, А.Н.Янин и др. // "Нефтепромысловое дело" – М.: ВНИИОЭНГ, 1998, №4-5. С.7-13.

5. Тимонов А.В. и др. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффи-

циент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2012. №11. С.38-40.

Адрес для связи: Term@term-pb.ru

Ключевые слова: Приобское месторождение, горизонт АС₁₀₋₁₂, низкопроницаемые коллектора, уплотнение сетки скважин, трехмерное моделирование, опытно-промышленные работы, прирост КИН.