



# Эффективность уплотнения сетки скважин по ультранизкопроницаемым пластам Приобского месторождения

**М.А. ЧЕРЕВКО,**  
заместитель генерального  
директора – главный геолог  
ООО «Газпромнефть-Хантос»

**А.Н. ЯНИН,**  
генеральный директор  
Term@term-pb.ru

**Р.А. ЗАКИРОВА,**  
заведующая отделом  
ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»

**С.И. ГРАЧЁВ,**  
д.т.н., профессор,  
заведующий кафедрой  
Тюменский ГНГУ

**Обоснование оптимальной плотности сетки скважин в коллекторах с особо низкой проницаемостью является важнейшей задачей современного этапа разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. Авторами представлен первый опыт бурения уплотняющих скважин на Приобском месторождении.**

## THE EFFECTIVENESS OF THE WELLS NETTING SEAL ON PRIOBSKOYE FIELD ULTRA LOW-PERMEABILITY LAYERS

**M. CHEREVKO,** «Gazpromneft-Hantos» LLC, **A. JANIN,** R. **ZAKIROVA,** «Design Bureau «TERM» LLC  
**S. GRACHEV,** Tyumen GNGU

The justification the optimal wells seal mesh density of wells in collectors with very low permeability is the most important problem at the present stage Western Siberia fields development. The authors present their first experience of drilling infill wells at the Priobskoye field.

*Keywords:* Priobskoye field, Souhten license area, the object of development AS10-12, the Central portion, the reservoir parameters, development indicators, main and infill wells fund, depletion of reserves

Целью исследования является обоснование первых результатов бурения уплотняющих скважин, полученных в условиях ультранизкопроницаемого объекта АС10-12 Приобского месторождения (южная часть). В настоящее время уплотняющее бурение применяется нефтяными компаниями нечасто. Однако в рассматриваемых геологических условиях ввод уплотняющих скважин оказался весьма эффективным для наращивания добычи нефти и увеличения КИН. Уплотняющее бурение здесь проводили избирательно – в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщинами.

С целью совершенствования системы разработки месторождения ООО «Проектное бюро «ТЭРМ» в 2011 г. выполнило многовариантное трехмерное гидродинамическое моделирование, наметив подходы к оптимальному размещению уплотняющих скважин [1]. Горизонт АС10-12 первоначально разбуривается по блоковой однорядной системе с расстоянием между скважинами основного фонда – 500 м (сетка 433×500 м, ПСС – 21,65 га). Бурение дополнительных скважин рекомендовано осуществлять непосредственно на линиях добывающих рядов между скважинами основного фонда с доведением расстояния между скважинами в ряду – до 250 м, а плотности сетки – до 14,4 га/скв. [1].

Предметом исследования в статье является Центральный участок месторождения, где уплотнение сетки начато в 2012 г.

**Уточнение геологического строения объекта АС10-12 в пределах Центрального участка по данным бурения уплотняющих скважин**

Участок расположен в наиболее продуктивной зоне объекта АС10-12, который представлен здесь тремя пластами – АС10/1-3, АС10/4 и АС12/3-5. Границы участка выделены по нефтенасыщенной изопакхите  $h_n$  – 25 м и имеют весьма извилистую конфигурацию (рис. 1). Площадь участка

4159 га, нефтенасыщенная толщина докрит здесь до 70 м, составляя в среднем – 33 м, плотность НИЗ нефти весьма высока – 9,7 тыс.т/га. Центральный участок характеризуется более благоприятными геологическими параметрами, однако проницаемость пластов здесь очень низкая – 3,6 мД, т.е. коллекторы являются фактически ультранизкопроницаемыми. Параметры участка изучены (табл. 1) по результатам бурения 285 скважин, в т.ч. 194 – основного фонда (добывающих – 100, нагнетательных – 94), уплотняющих – 91 (все добывающие). Соотношение числа добывающих скважин основного и уплотняющего фонда равно 1,1:1.

Параметры пластов, полученные по уплотняющим скважинам, оказались несколько хуже, чем предполагалось ранее по 3Д-модели 2011 г. Например, по ним ожидалось получить среднюю нефтенасыщенную толщину – 34,1 м, фактически – 31,2 м (-8%), проницаемость, соответственно, 4,7 и 3,6 мД (-23%), проводимость объекта АС10-12 – 105 и 112 мД·м (-32%).

**В качестве предельной для рентабельного бурения новых уплотняющих скважин может рассматриваться толщина  $h_n$  – 15 – 17 м, при этом проводимость пласта  $K \cdot h_n$  должна быть не менее 50 – 60 мД·м. Соблюдение указанных условий обеспечит получение начальных дебитов нефти по уплотняющим скважинам на уровне не менее 20 т/сут.**



Ввод в эксплуатацию уплотняющих скважин способствует улучшению характеристик вытеснения по участку. Однако обводненность по уплотняющему фонду растет с темпами вдвое выше, чем по основному фонду. Основное влияние на обводненность оказывает ориентация рядов.

Указанные особенности геологического строения горизонта АС10-12, кроме существенного различия в стартовом энергетическом состоянии скважин основного фонда (на дату их ввода) и уплотняющих скважин, предопределили и разницу в их входных эксплуатационных характеристиках.

В целом проведенное на участке уплотняющее бурение позволило детализировать представление о геологическом строении продуктивных пластов, уточнить их параметры и неоднородность. При этом общие закономерности в геологическом строении объекта – подтвердились.

#### ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ ЦЕНТРАЛЬНОГО УЧАСТКА

Участок введен в добычу в 2003 г. и находится в третьей стадии разработки. На 01.11.2014 в действующем фонде здесь находилось 276 скважин, в т.ч. добывающих – 189, нагнетательных – 87, их соотношение – 2,2:1. Несмотря на плохие природные характеристики пластов, были достигнуты весьма успешные результаты. Максимальный уровень добычи нефти по участку составляет 2170 тыс. т (2007 г.) при темпе отбора от НИЗ – 5,4%, от ТИЗ – 5,9%. Максимальная добыча жидкости в объеме 3625 тыс. т ожидалась в 2014 г. при темпе отбора от НИЗ нефти – 9%.

Фактические показатели разработки участка за 2013 г.: добыча нефти – 1515 тыс. т (т.е. 70% от максимальной), жидкости – 3166 тыс. т, обводненность – 52%, дебит нефти – 33 т/сут, жидкости – 69 т/сут, текущая компенсация – 99%. Темп отбора от НИЗ – 3,8%, от ТИЗ – 5,7%, кратность ТИЗ – 17 лет. Накопленные показатели благоприятны: добыча нефти – 16,8 млн т, жидкости – 26 млн т, отбор от НИЗ – 42%, текущий КИН – 0,14.

Закачка воды в пласты начата в 2004 г., т.е. на второй год после ввода участка в разработку. Максимальный объем закачки воды – 4139 тыс. м<sup>3</sup> приходится на 2009 г. при текущей компенсации 145%, накопленной – 103%. В 2014 г. в действующем нагнетательном фонде находилось 87 скважин. Ожидаемый за 2014 г. объем закачки воды оценивался в 3800 тыс. м<sup>3</sup>, приемистость – 136 м<sup>3</sup>/сут.

#### ПРИБСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ЮЛТ). ОБЪЕКТ АС10-12

Среднее давление закачки на устье нагнетательных скважин – 20 МПа, на забое – 47 МПа. С целью регулирования процесса вытеснения нефти по разрезу почти половина фонда оснащена оборудованием для одновременно-раздельной закачки воды в различные продуктивные горизонты.

Начиная с 2008 г. (т.е. после завершения бурения скважин основной сетки), по участку наблюдалось снижение отборов нефти. Для стабилизации уровней добычи с мая 2012 г., согласно технологической схеме (2011 г.), начато бурение уплотняющих скважин. Это оказало существенное позитивное влияние на показатели разработки участка (табл. 2).

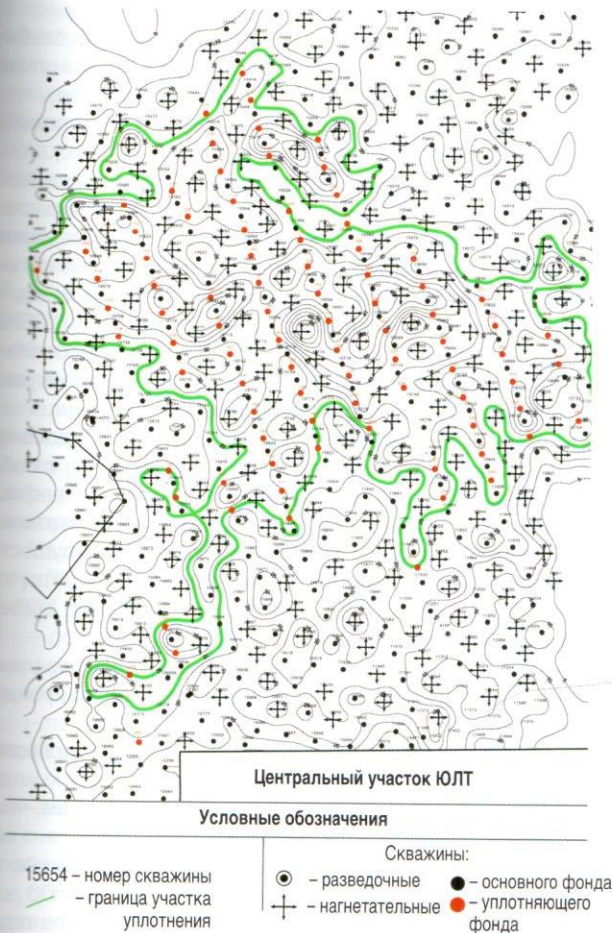


Рис. 1. Схема размещения скважин основного и уплотняющего фондов

Особенности морфологического строения геологического объекта АС10-12 (рис. 2) на рассматриваемом участке Приобского месторождения следующие:

- значительная нефтенасыщенная толщина коллекторов;
- тонкослоистость разреза, средняя толщина проницаемого пропластка составляет 1,2 – 1,4 м;
- сближенность продуктивных пропластков в разрезе, что предопределяет повышенную песчаность, – непосредственно в интервале коллекторов;
- повышенная вариация проницаемости пропластков, параметр послыной (по В.Д. Лысенко) неоднородности  $V_{\text{посл}}^2$  превышает 0,7;
- незначительная вариация пористости пропластков, характерная для класса низкопроницаемых коллекторов;
- умеренная вариация нефтенасыщенности. В то же время выявлено, что в некоторых интервалах пласта АС12 нефтенасыщенность снижена – до 40 – 45%;
- значительное расстояние по вертикали («этаж» глин) между отдельными продуктивными пластами в разрезе объекта АС10-12 – 30 – 100 м и более.

Табл. 1. Параметры объекта АС10-12 на участке уплотнения сетки

Показатели	Фонд скважин		Разница, %
	Основной	Уплотняющий	
Количество скважин	194	91	–
Нефтенасыщенная толщина, м	35	31,2	-11
Пористость, %	17	16,8	-1
Проницаемость, мД	4,7	3,6	-23
Нефтенасыщенность, %	62,3	61,8	-1
Проводимость, мД·м	165	112	-32

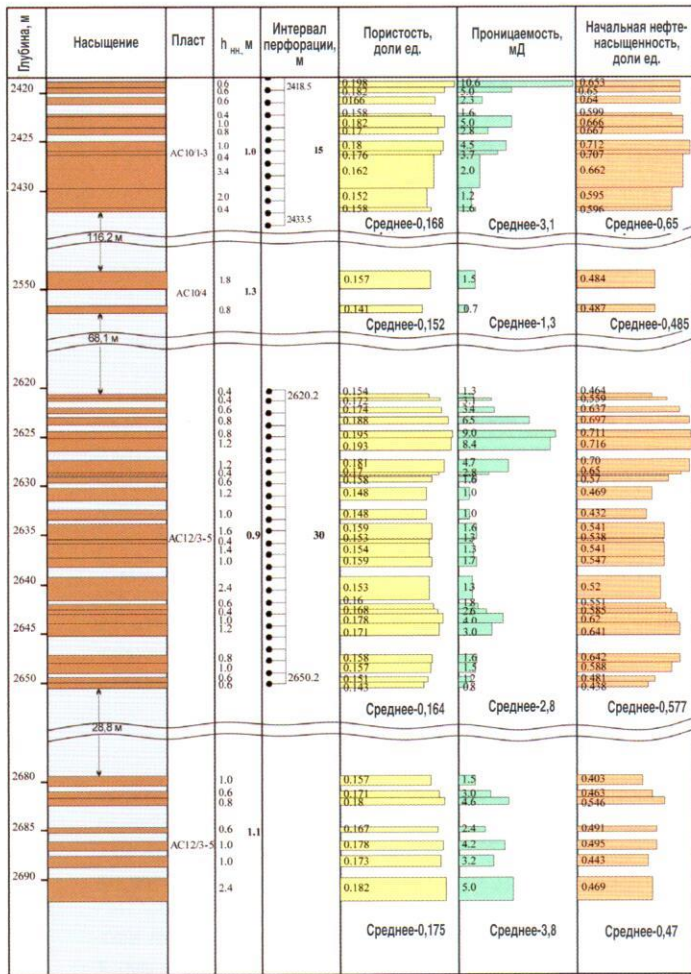


Рис. 2. Типичный разрез Центрального участка (скважина №114)

Табл. 2. Динамика показателей основного и уплотняющего фонда скважин по Центральному участку

Показатели	Скважины	2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 (Юмес.)											
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 (Юмес.)
Годовая добыча нефти, тыс.т	Основные	21	566	1271	1644	2170	1985	1696	1588	1464	1480	1281	866
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	233	465
	Всего	21	566	1271	1644	2170	1985	1696	1588	1464	1528	1515	1331
Годовая добыча жидкости, тыс.т	Основные	22	609	1485	1930	2684	2573	2374	2523	2668	2844	2875	2243
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53	291	779
	Всего	22	609	1485	1930	2684	2573	2374	2523	2668	2897	3166	3021
Текущая обводненность, %	Основные	3	7	14	15	19	23	29	37	45	48	55	61
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	20	40
	Всего	3	7	14	15	19	23	29	37	45	47	52	56
Действующей добывающей фонд, скважин	Основные	5	41	79	118	156	144	117	109	105	102	100	100
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	63	91
	Всего	5	41	79	118	156	144	117	109	105	110	163	191
Ввод скважин в добычу	Основные	5	35	43	54	47	10	-	-	-	-	-	-
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	8	55	28	-
Дебит нефти новых скважин, т/сут	Основные	135	116	122	106	82	87	-	-	-	-	-	-
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	42	32	31	-
Обводненность новых скважин, %	Основные	4	6	9	8	12	10	-	-	-	-	-	-
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	19	28	37	-
	Всего	4	6	9	8	12	10	-	-	19	28	37	-
Дебит жидкости новых скважин, т/сут	Основные	140	123	134	115	93	97	-	-	-	-	-	-
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	52	45	49	-
	Всего	140	123	134	115	93	97	-	-	52	45	49	-
Дебит нефти, т/сут	Основные	103	88	71	59	50	43	42	43	41	41	35	29
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	36	24	19	-
	Всего	103	88	71	59	50	43	42	43	41	40	33	25
Дебит жидкости, т/сут	Основные	107	95	83	70	62	55	58	68	75	78	79	75
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	40	30	32	-
	Всего	107	95	83	70	62	55	58	68	75	77	69	56
Накопленная добыча нефти, тыс.т	Основные	21	588	1859	3503	5673	7658	9354	10 942	12 407	13 887	15 168	16 034
	Уплотняющее	-	-	-	-	-	-	-	-	47	281	746	-
	Всего	21	588	1859	3503	5673	7658	9354	10 942	12 407	13 934	15 449	16 780

Из табл. 2 видно, что:

- бурение уплотняющих скважин позволило стабилизировать добычу нефти на уровне 1,5 – 1,6 млн т/год и нарастить добычу жидкости до 3,2 – 3,6 млн т/год;
- среднегодовые темпы роста обводненности замедлились – с 7% (2009 – 2011 гг.) до 4% (2012 – 2014 гг.).

За счет активного разбуривания особо низкопроницаемых пластов (ОНПК) по интенсивной однорядной системе воздействия, массового применения гидроразрыв пластов (ГРП), а также проведенного уплотнения сетки удалось обеспечить показатели разработки участка – не хуже, чем по среднепроницаемым коллекторам (СПК) нефтяных месторождений региона. Полученный положительный опыт может быть распространен на другие ультранизкопроницаемые объекты Западной Сибири.

На Центральном участке из введенных в добычу 285 скважин – 94 являются нагнетательными (1/3 от общего фонда), перебивавшими в отработке на нефть. Сравнение результатов по добывающим и нагнетательным рядам (в периоды их отработки) указывает на существенно более высокие показатели последних (рис. 3):

- средний дебит нефти (59 т/сут) – в 1,2 раза выше, чем по добывающим скважинам (50 т/сут);
- средний дебит жидкости (86 т/сут) – в 1,5 раза выше, чем по добывающим скважинам основного фонда (59 т/сут);
- обводненность (32%) – вдвое выше, чем по добывающим скважинам (16%) основного фонда;
- накопленный ВНФ (0,53 т/т) – в 2,5 раза больше, чем по добывающим скважинам (0,21 т/т);
- на одну нагнетательную скважину отобрано 35 тыс. т нефти при среднем сроке эксплуатации – 1,5 года. По добывающим скважинам основного фонда за четыре года удельный отбор нефти составил 79 тыс. т/скв.

Значительно большие дебиты нефти и жидкости, а также опережающая обводненность скважин нагнетательных рядов обусловлены также более интенсивными режимами их эксплуатации с ГРП. Однако определяющее влияние на ускоренное их обводнение оказало азимутальное расположение рядов, ориентированных параллельно линии стресса. Анализ подтвердил, что направление рядов скважин выбрано обоснованно, т.к. это позволило создать более равномерный фронт нагнетания (перпендикулярно линии стресса), улучшив эффективность вытеснения нефти.

### ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ УПЛОТНЯЮЩИХ СКВАЖИН

На Приобском месторождении (на 01.11.2014) введено в эксплуатацию всего – 223 уплотняющие скважины, из них на Центральном участке – 91 скважина (41%), в том числе по годам: в 2012 г. – 8, в 2013 г. – 55, а за 10 месяцев 2014 г. – 28 скважин. Далее анализ результатов уплотнения сетки представлен только по Центральному участку, имеющему наиболее продолжительную историю разработки.

В целом ввод уплотняющих скважин положительно повлиял на общую динамику добычи нефти. В период после максимума (2170 тыс. т – 2007 г.) уровни добычи нефти ежегодно снижались.



в среднем – на 177 тыс. т. или 10% (табл. 2). Уплотняющее бурение позволило переломить тенденцию падения и стабилизировать добычу в 2012 – 2014 гг. с доведением темпа отбора нефти от ТИЗ до – 6,4%. Ожидаемый объем добычи нефти из уплотняющих скважин по участку в 2014 г. должен составить 560 тыс. т. или 35% от общей добычи, по основному фонду – 65%. Фактический отбор нефти на одну уплотняющую скважину составляет – 8,2 тыс. т.

Дебит нефти по группе уплотняющих скважин, пробуренных на объект с ультранизкой проницаемостью в 2012 – 2014 гг., находился на приемлемом уровне – 36 – 19 т/сут, дебит жидкости – 40 – 32 т/сут при обводненности 10 – 40%. То, что указанные дебиты уступают начальным дебитам скважин основного фонда, объясняется резким изменением энергетического состояния залежей, а именно – существенным снижением пластового давления в зоне добычи к началу бурения уплотняющих скважин.

Из сопоставления среднемесячных показателей эксплуатации по рассматриваемым группам скважин за 2012 – 2014 гг. следует, что:

- обводненность по уплотняющему фонду растет с темпом – в 2 – 2,5 раза выше, чем по основному фонду (в тот же период времени);

- по основному фонду темпы снижения добычи жидкости и нефти несколько увеличились из-за влияния входных уплотняющих скважин (интерференция);

- по уплотняющему фонду во второй половине 2014 г. за счет ввода новых скважин добыча нефти и жидкости стабилизировались.

Сопоставление нефтенасыщенных толщин, проводимости ( $K \cdot h_n$ ) и входных дебитов по уплотняющим скважинам не выявило связи между исследуемыми параметрами (рис. 4) из-за преобладающего влияния на «потенциал» скважин текущих пониженных энергетических характеристик объекта АС10-12.

С учетом указанного можно заключить, что в качестве предельной для рентабельного бурения новых уплотняющих скважин может рассматриваться толщина  $h_n$  – 15 – 17 м, при этом проводимость пласта  $K \cdot h_n$  должна быть не менее 50 – 60 мД·м. Соблюдение указанных условий обеспечит получение начальных дебитов нефти по уплотняющим скважинам на уровне не менее 20 т/сут.

Сопоставление входной обводненности уплотняющих скважин ( $f_{в.упл.}$ ) и текущей обводненности – соседних добывающих скважин основного фонда ( $f_{в.осн.}$ ) показало, что между ними существует неявно выраженная связь (рис. 5). Видно, что в широком диапазоне (10 – 90%) текущей обводненности скважин основного фонда входная обводненность соседних уплотняющих скважин находится чаще всего в интервале – от 20 до 40%.

Кроме того, изучалась зависимость входной обводненности уплотняющих скважин ( $f_{в.упл.}$ ) от продолжительности времени закачки воды в ближайшие нагнетательные скважины ( $t_{зак}$ ) – рис. 6. Видно, что при изменении  $t_{зак}$  от 40 до 90 месяцев входная обводненность уплотняющих скважин изменяется от 15 до 45%.

Есть основания полагать, что за весь срок эксплуатации удельный накопленный отбор нефти по уплотняющим скважинам превысит рентабельный. При этом накопленный отбор нефти за оставшийся (без учета истории) срок добычи на 1 скважину составит: по основному фонду – 113 тыс. т/скв, по уплотняющему – 67 тыс. т/скв, а в среднем – 91 тыс. т/скв. (табл. 3).

Фактические режимы эксплуатации добывающих скважин основного и уплотняющего фонда характеризуются следующими параметрами:

Табл. 3. Сравнение показателей эксплуатации по группам скважин

Показатели	Фонд скважин			
	по Центральному участку	основ-ной	уплот-няющий	Всего
Количество скважин	98	91	189	
Дебит нефти, т/сут	105	32,8	79,9	
Начальные Дебит жидкости, т/сут	115	47	91,1	
за 1й месяц Удельный қж 1м hHH т/сут/м	3,3	1,5	2,8	
работы Удельный қж на 1ед. К-hH, т/сут/мД м	0,70	0,40	0,66	
Обводненность, %	8	30	12	
<b>Время эксплуатации, месяцев</b>	<b>132</b>	<b>30</b>	<b>132</b>	
Добыча нефти, тыс.т	866	465	1331	
Добыча жидкости, тыс.т	2243	779	3021	
Обводненность, %	61	40	56	
Годовые Дебит нефти, т/сут	29,0	19,1	24,6	
за 2014 год Дебит жидкости, т/сут	75,1	32	55,8	
(10 месяцев) Действ.добывающий фонд	98	91	189	
Действ.нагнетательный фонд	87	87	87	
Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	3191	3191	3191	
Компенсация отбора, %	94	94	94	
Текущие Дебит нефти, т/сут	27	17	22	
за октябрь Дебит жидкости, т/сут	74	32	54	
2014г Обводненность, %	64	47	59	
Добыча нефти, тыс.т	16 034	746	16 780	
Добыча жидкости, тыс.т	24 831	1122	25 953	
Водонефтяной фактор, т/т	0,55	0,50	0,55	
Накопленные на 01.11.2014 Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	-	-	32 139	
Компенсация отбора, %	-	-	104	
Скважин, перебывавших в добыче	194	91	285	
Отбор на 1 скважину, тыс.т	82,6	8,2	58,9	

Табл. 4. Показатели выработки запасов

Показатели по Центральному участку		За 2013 г.	Ожидаемые за 2014 г.
Накопленные	Добыча нефти, тыс.т	15 449	17 046
	Добыча жидкости, тыс.т	22 930	26 555
	Водонефтяной фактор, т/т	0,48	0,56
Отбор от НИЗ нефти, %		38	42
Отбор нефти на 1 добыв.скв., тыс.т		60	60
Темп отбора нефти от НИЗ участка, %		3,8	4,0
Темп отбора от ТИЗ нефти участка, %		5,75	6,43
Текущий КИН, доли ед.		0,128	0,142
Кратность текущих запасов нефти, лет		17,4	15,6
Удельн. ТИЗ на 1 действ.добыв.скв., тыс.т		153	123
Действ.фонд добывающих скважин, шт.		162	189
Фонд скважин, перебывавших в добыче, шт.		257	285

- среднее текущее пластовое давление в зоне отбора составляет 16,7 – 16,3 МПа, что значительно (на 10,6 МПа – или 39%) ниже начального (27,1 МПа) пластового давления;

- в уплотняющих скважинах поддерживается забойное давление на 20% выше, чем по основному фонду (проектное значение  $P_{зab}$  – 5,4 МПа);

- коэффициенты продуктивности уплотняющих скважин на 44% меньше, чем по скважинам основного фонда из-за сильно сниженного пластового давления;

- отмечается повышенное (40%) газосодержание в скважинах на приеме насоса.

В целом, работа скважин, оборудованных УЭЦН, на Приобском месторождении оценивается как вполне удовлетворительная.

#### ПОКАЗАТЕЛИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ПО ЦЕНТРАЛЬНОМУ УЧАСТКУ

Фактическая накопленная добыча нефти по участку (на 01.11.2014) составляет 16,780 млн т., или 42% от начальных извлекаемых запасов нефти при обводненности 56%, текущий КИН – 0,14 при накопленном ВНФ –

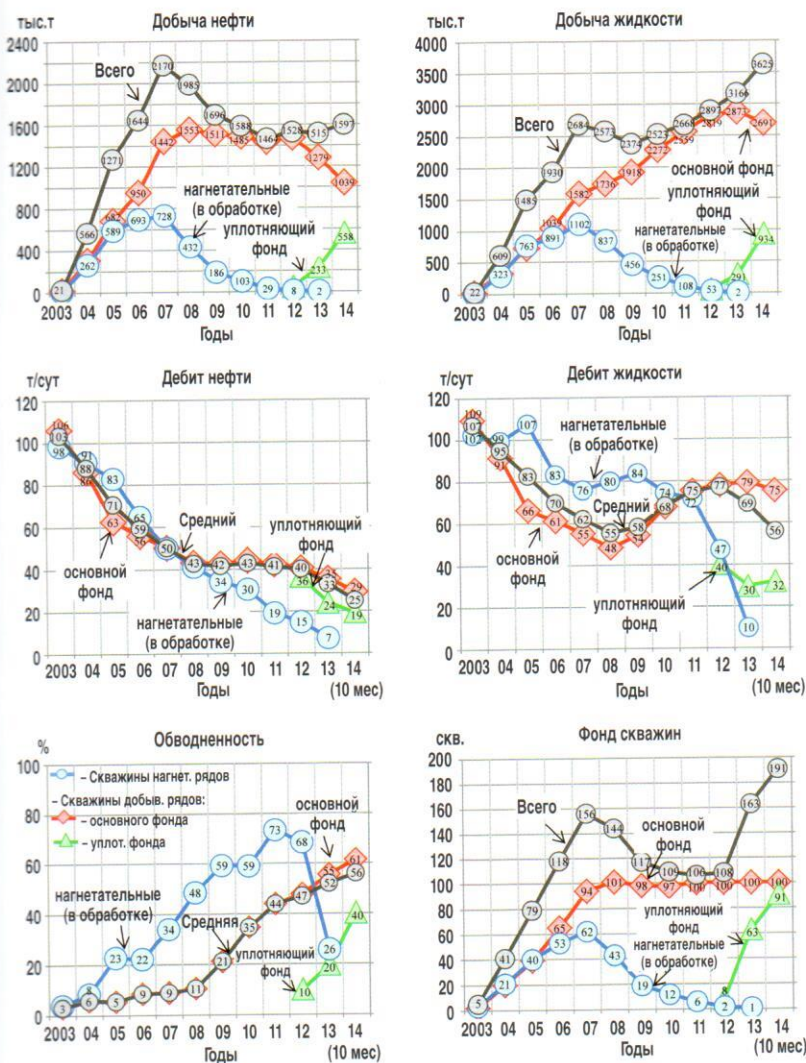


Рис. 3. Центральный участок. Показатели эксплуатации скважин добывающих и нагнетательных (в отработке) рядов

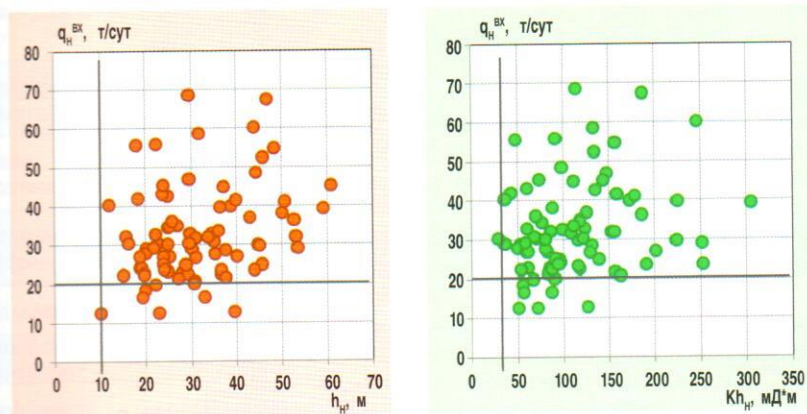


Рис. 4. Сопоставление геологических параметров объекта АС10-12 и входных дебитов нефти уплотняющих скважин

0,55 т/т. Полученные фактические характеристики вытеснения по участку (рис. 7) в общем виде подобны закономерностям выработки запасов нефти из среднепроницаемых пластов, представленных сочетанием (в равных долях) зон чистонептяная/водонефтяная (ЧНЗ/ВНЗ), при ожидаемой их конечной нефтеотдаче ~ 35%.

Из факторов, указывающих на весьма успешные показатели разработки Центрального участка ЮЛТ (с уплотнением сетки), отметим следующие:

– рост темпов отбора во времени от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) и от текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) – в 2014 г. при умеренной кратности ТИЗ – 17 лет;

– улучшение в 2012 – 2014 гг. характеристики вытеснения нефти водой;

– стабилизация динамики роста накопленного водонефтяного фактора;

– сокращение примерно вдвое удельных ТИЗ на 1 действующую добывающую скважину, что способствует уменьшению общего срока разработки.

В качестве положительного момента отметим также достаточно высокий (9% – в 2014 г.) для рассматриваемого класса ультранизкопроницаемых коллекторов темп отбора жидкости от НИЗ нефти.

Выполненный анализ свидетельствует о весьма успешных текущих и накопленных показателях разработки Центрального участка ЮЛТ, достигнутых, в том числе, и за счет массового бурения в 2012 – 2014 гг. уплотняющих скважин.

Что касается прогнозируемой по участку конечной нефтеотдачи, приведем следующие рассуждения. Если разделить накопленную в сумме по всем скважинам фактическую добычу нефти за безводный период их эксплуатации – на величину НГЗ Центрального участка, то величина безводного КИН составит – 0,041. Если осуществить переход от  $KIN_{беп}$  к конечному КИН по приближенной формуле:

$$KIN = 0,852 KIN_{беп}^{0,292} \quad (1)$$

то ожидаемый по участку конечный КИН составит – 0,34. Попутно укажем, что по вновь пробуренным в 2012 – 2014 гг. уплотняющим скважинам безводный период (БВП) отсутствовал (за исключением пяти скважин – №№167, 168, 169, 241, 254, по которым БВП составлял 15 месяцев), т.е. уплотняющие скважины практически не повлияли на величину безводного КИН.

На основании данных, опубликованных в работе [3] для Северной части Приобского месторождения (пласт АС12), А.Н. Яниным в 2014 г. выведена [1] эмпирическая зависимость КИН от плотности сетки (S, га/скв.) в виде:

$$KIN = 0,48 - 0,0083 \cdot S \quad (2)$$

Исходя из формулы (2), ориентировочный прирост КИН при уплотнении сетки – от 21,65 до 14,4 га/скв. может в пределе достигнуть 6 процентных пунктов.

Отметим также следующий немаловажный факт. Продолжительность БВП для добывающих скважин основных рядов ( $\perp$  линии стресса), обработанных ГРП, составляет в среднем 31,8 месяцев, а по нагнетательным скважинам (|| линии стресса), находившимся в отработке на нефть (и также обработанным ГРП) – в 7,4 раза меньше (4,3 месяца). При этом расчетная скорость продвижения фронта закачиваемой воды (с учетом наличия трещин гидроразрыва) составляла: для добывающих скважин – 0,5 м/сут, а для нагнетательных в отработке – 3,8 м/сут. Указанные результаты подтверждают правильность выбора азимута расположения добывающих и нагнетательных рядов на ЮЛТ Приобского месторождения с учетом массового применения в скважинах большеобъемных [4] гидроразрывов пласта.

## Выводы

1. С середины 2012 г. с целью поддержания уровня добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на Приоб-



Рис. 5. Сопоставление текущей обводненности соседних скважин основного фонда и входной обводненности уплотняющих скважин

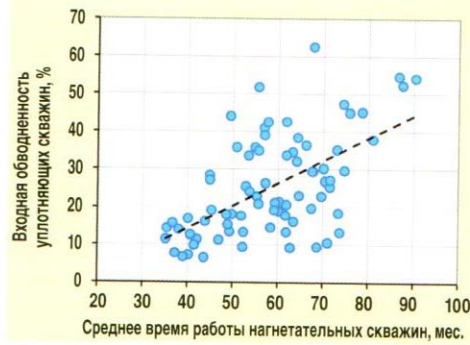


Рис. 6. Сопоставление времени закачки в нагнетательные и входной обводненности соседних уплотняющих скважин

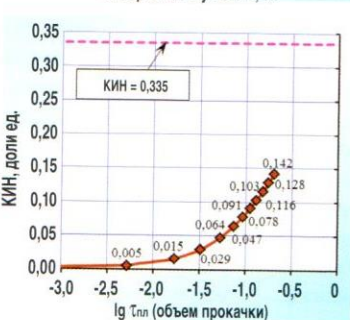
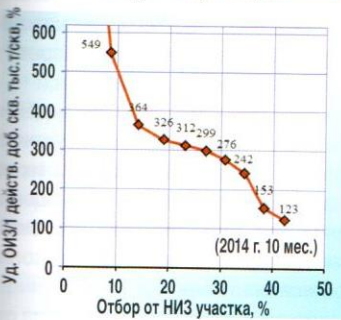
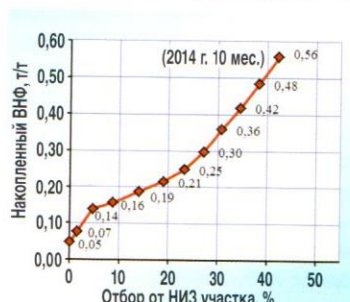
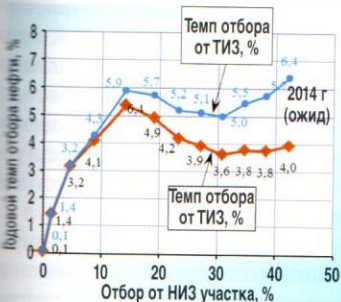
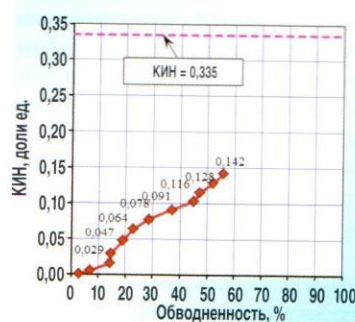
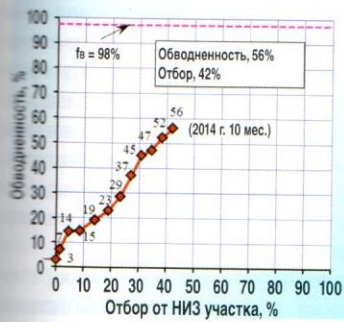


Рис. 7. Характеристики вытеснения нефти по Центральному участку

ском месторождении проводят уплотняющее бурение. В 2014 г. из уплотняющих скважин анализируемого Центрального участка добыто 558 тыс. т. нефти, или 35%, от общей добычи по участку. В пределах участка пробурено 285 скважин, в т.ч. 91 – уплотняющая. Накопленный отбор на одну уплотняющую скважину – 8,3 тыс. т.

2. Уплотняющие скважины введены в эксплуатацию со средним дебитом нефти – 33 т/сут, жидкости – 47 т/сут, входная обводненность – 30%. Текущие показатели за октябрь 2014 г. по уплотняющему фонду участка: дебит нефти – 17 т/сут, дебит жидкости – 32 т/сут, обводненность – 47%.

3. Ввод в эксплуатацию уплотняющих скважин способствовал улучшению характеристик вытеснения по

участку за последние три года. Однако обводненность по уплотняющему фонду растет с темпами вдвое выше, чем по основному фонду, из-за того, что фронт закачиваемой воды уже достиг добывающих рядов.

4. Установлено опережающее обводнение скважин нагнетательных рядов (в отработке). Основное влияние на их обводненность оказала ориентация рядов. Раз-

мещение рядов скважин параллельно линии стресса (т.е. трещинам гидроразрыва пластов) в условиях объекта АС10-12 является наиболее предпочтительным.

5. Установлены геолого-промысловые критерии, пригодные для оценки целесообразности бурения уплотняющих скважин: по нефтенасыщенной толщине – не менее 15 – 17 м, по проводимости (k-h) – не менее 50 – 60 мД·м.

#### Литература

1. Черевко М.А., Янин К.Е., Янин А.Н. Оценка перспектив избирательного уплотнения сетки скважин на Южной лицензионной территории Приобского месторождения // Бурение и нефть. 2014. №6. С. 24 – 29.

2. Янин А.Н. О взаимосвязи коэффициентов безводной и конечной нефтеотдачи пластов по промысловым данным // Бурение и нефть. 2011. №10. С. 30 – 32.

3. Тимонов А.В., Сергейчев А.В., Ямалов И.Р. и др. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффициент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2012. №11. С. 38 – 40.

4. Черевко М.А., Янин К.Е., Янин А.Н. Ретроспективный анализ системного применения гидроразрыва пластов на Приобском месторождении // Территория Нефтегаз. 2014. №9. С. 60 – 65.

#### Literature

1. Cherevko M.A., Janin K.E., Janin A.N. Assessment of the prospects of the election seal of wells netting in the Southern license area of the Priobskoye field // Drilling and oil. 2014. No. 6. Pp. 24 – 29.

2. Janin A.N. About the relationship of the coefficients of the anhydrous and the ultimate oil recovery seams on field data // Drilling and oil. 2011. No.10. Pp. 30 – 32.

3. Timonov A.V., Sergeichev A.V., Yamalov I.R. etc. The influence of reservoir heterogeneity on the predicted oil recovery factor on the Priobskoye field, Northern licence area // Oil industry. 2012. No.11. Pp. 38 – 40.

4. Cherevko M.A., Janin K.E., Janin A.N. Retrospective analysis of systemic use of hydraulic fracturing at the Priobskoye field // Area oil and gas. 2014. No. 9. Pp. 60 – 65.

**Ключевые слова:** Приобское месторождение, Южная лицензионная территория, объект разработки АС10-12, Центральный участок, параметры пластов, показатели разработки, основной и уплотняющий фонд скважин, выработка запасов