УДК 622.276.11.4 © Коллектив авторов, 2000

В.Л.Богданов, Н.Я.Медведев, В.П.Ерохин, Б.Р.Саркисянц, Ю.Е.Батурин, А.Н.Юрьев, Е.А.Дегтянников, А.А.Балуев, В.А.Афанасьев (ОАО "Сургутнефтегаз") Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении

V.L.Bogdanov, N.Y.Medvedev, V.P.Erohin, B.R.Sarkisyants, Y.E.Baturin, A.N.Yuriev, E.A.Degtyannikov, A.A.Baluyev, V.A.Afanasyev (Open Joint Stock Association "Surgutneftegas")

Analysis of horizontal wells' drilling and operations results at Fyodorovskoye oil field

Reviewed are main engineering solutions for development of AS4-8 production object at Fyodorovskoye oil field. Current status of the object development is studied and technology for producing the object is proposed. Presented is operations' parameters comparison for horizontal and vertical wells and efficiency of horizontal wells' drilling is stated. Studied is an influence of geological conditions, drilling precision, length of horizontal interval and other parameters on operations' parameters of horizontal wells.



сновные проектные решения

Залежь нефти пластов AC_{4-8} Федоровского месторождения практически на всей площади представляет собой тонкую нефтяную оторочку, заключенную между обширной газовой шапкой и подстилающей ее подошвенной водой. По внешнему контуру нефтеносности площадь залежи составляет 1173 км², площадь газовой шапки 974 км² (83% площади нефтеносности). Начальные балансовые запасы нефти категорий В+С, утверждены ГКЗ РФ в количестве 641 млн.т, извлекаемые - 159 млн.т при коэффициенте извлечения нефти (КИН) 0,25 и относятся к категории трудноизвлекаемых. Начальные балансовые запасы газа газовой шапки составляют 217,8 млрд.м³.

Высота нефтяной оторочки пластов AC_{4-8} небольшая, среднее расстояние между ГНК и ВНК составляет 12 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина равна 9.7 м, нефтенасыщенная - 5.6 м, водонасыщенная - 12.2 м. Пласты AC_{5-8} , разработка которых осуществляется с применением горизонтальных скважин (ГС), представлены высокопроницаемыми коллекторами проницаемостью 0,532 мкм², насыщенными нефтью вязкостью 7.5 мПа·с. Коллекторы пласта AC_4 в районе бурения ГС газонасыщены.

Опытно-промышленные работы (ОПР) по изысканию технологий разработки объекта AC_{4-8} начаты в 1976 г., практически сразу после ввода месторождения в

разработку (1973 г.). Работы проводились на Моховой площади с применением наклонно направленных (вертикальных) скважин. Всего пробурено 265 скважин. При проведении ОПР применялись следующие системы разработки: пятиточечная по сетке 600х600 м, обращенная девятиточечная, одно- и двухрядная по сетке 400х400 м, а также замкнутая по раздельному отбору нефти и газа.

Результаты ОПР показали, что добыча нефти сопровождается отборами значительных объемов газа из газовой шапки. Прорыв его к интервалам перфорации добывающих скважин обусловлен геологическим строением пластов АС₄₋₈. Отсутствие надежных естественных экранов и небольшие расстояния между интервалами перфорации и газонасыщенной частью разреза пласта даже при относительно низких депрессиях не позволяют эксплуатировать скважины на безгазовых режимах. Другим фактором, снижающим эффективность выработки запасов нефти, является резкий рост обводненности. Основными причинами этого являются образование конусов подстилающей воды, низкая нефтенасыщенность переходной зоны и опережающее продвижение закачиваемой воды по газонасыщенной части пласта.

По данным геофизического контроля за разработкой и результатам эксплуатации газовых скважин установлено перемещение нефтяной оторочки в газовую шапку, что в принципе может снизить КИН. В целом проводимыми на месторождении

ОПР доказана возможность промышленной добычи нефти из тонких нефтяных оторочек с применением площадных систем разработки вертикальными скважинами (ВС). Однако эффективность использованных технологий нельзя считать высокой, достигаемый КИН в 2 раза меньше утвержденного.

Эффективность нефтеизвлечения из сложнопостроенных залежей с тонкой нефтяной оторочкой, как показывает опыт их разработки, значительно зависит от особенностей геологического строения. Особую роль играет степень расчленения пласта непроницаемыми прослоями. При их отсутствии (монолитный пласт) условия добычи нефти особенно тяжелые. С увеличением расчлененности пласта возрастают фильтрационные сопротивления между фильтром и ГНК и/или ВНК. Это затрудняет поступление в скважину газа газовой шапки и/или подошвенной воды. Как показывает практика разработки месторождений с применением ВС, при наличии на ГНК непроницаемого прослоя толщиной 4-5 м и более, а на ВНК - 2-3 м и более, газ газовой шапки и подошвенная вода в скважину не поступают. Поскольку в реальных условиях толщины непроницаемых прослоев в большинстве случаев меньше указанных и расположены не на ГНК и ВНК, поступление газа и/или подошвенной воды отмечается в большинстве добывающих ВС.

Проведенные ОПР явились основой для создания эффективного способа разра-



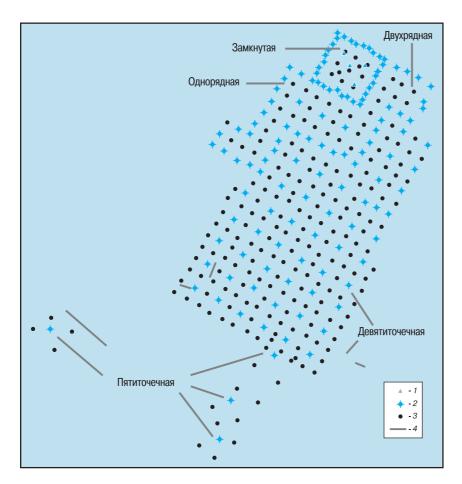


Рис. 1. Схема расположения скважин пластов АС $_{4-8}$ на опытном участке Моховой площади: 1, 2 - соответственно газовые и нагнетательные скважины; 3, 4 - соответственно вертикальные и горизонтальные добывающие скважины

ботки сложнопостроенных залежей нефти с тонкой нефтяной оторочкой путем проводки в нефтяной оторочке горизонтальных добывающих скважин и закачки вытесняющего агента через систему нагнетательных ВС.

При строительстве горизонтальной добывающей скважины достаточно большой протяженности вместо вертикальной условия разработки нефтяной оторочки существенно улучшаются. При наличии в пласте в районе проводки горизонтального участка (ГУ) непроницаемых прослоев даже незначительной толщины существует возможность выбора участков в тех местах оторочки, где ствол скважины отделен от ГНК и/или ВНК непроницаемыми прослоями. В результате значительно повышается фильтрационное сопротивление между фильтром и ГНК и/или ВНК, т.е. ограничивается приток в скважину газа газовой шапки и/или подошвенной воды. Существенное увеличение работающей поверхности в ГС по сравнению с ВС позволяет получить один и тот же дебит в первой при меньшей депрессии на пласт. Это также уменьшает поступление газа и подошвенной воды в скважину при отсутствии непроницаемых прослоев и в конечном счете повышает эффективность нефтеизвлечения.

Технология разработки с применением ГС была предложена для реализации на пластах AC_{5-8} в "Технологической схеме разработки Федоровского месторождения" и утверждена 13.04.95 г. ЦКР Минтопэнерго РФ. При составлении технологической схемы исходя из условия получения максимальной технико-экономической эффективности обоснованы следующие элементы систем разработки:

- положение горизонтальных участков стволов скважин в разрезе нефтяной оторочки;
- положение интервалов перфорации и установки фильтров;
- длины горизонтальных участков стволов скважин;
- системы и плотности размещения ГС и ВС.

Было детально изучено геологическое строение пластов AC_{4-8} по более 3000 скважин, пробуренных на нижележащие эксплуатационные объекты. По признаку контактности нефти с газом и водой выделено четыре типа нефтенасыщенных толщин:

- неконтактная $h_{\rm H}$ наличие непроницаемых прослоев между нефтью и газом, нефтью и водой;
- контактная с водой $h_{\rm HB}$ наличие непроницаемых прослоев между нефтью и газом и отсутствие их между нефтью и водой;
- контактная с газом $h_{\rm HF}$ наличие непроницаемых прослоев между нефтью и водой и отсутствие их между нефтью и газом;
- контактная с водой и газом $h_{\rm HBF}$ отсутствие непроницаемых прослоев между нефтью и газом, нефтью и водой.

Все возможные типы геологического строения нефтяной оторочки, рекомендации по проводке горизонтальных участков и вскрытию их перфорацией представлены на рис. 2. Длина ГУ составила 550 м, что обеспечивает расчетам необходимую надежность и позволяет в максимально возможной степени учесть особенности геологического строения пластов. Рассмотренные системы и плотности размещения скважин показаны на рис. 3. К реализации в зависимости от геологического строения приняты варианты Г1, Г2, Г8:

- при монолитном строении нефтяной оторочки и наличии в разрезе нефти, контактной с водой, применение варианта Г2 при нефтенасыщенной толщине пласта более 6 м и варианта Г8 при нефтенасыщенной толщине менее 6 м;
- при монолитном строении нефтяной оторочки и наличии в разрезе нефти, контактной с газом, или нефти, контактной с газом и водой применение варианта Г2;
- при монолитном строении нефтяной оторочки и наличии в разрезе неконтактной нефти, а также при расчлененной нефтяной оторочке, применение варианта Г1.

Кроме горизонтальных некоторые добывающие скважины запроектированы вертикальными. Для бурения ВС выбраны участки, на которых в разрезе пластов на уровне ГНК присутствует непроницаемый раздел толщиной не менее 5 м.

На схеме расположения скважин пластов AC_{5-8} (рис. 4) с учетом разрабатываемого

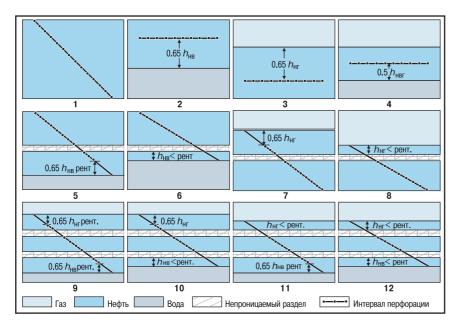


Рис. 2. Варианты рекомендуемого расположения горизонтальных участков стволов скважин и интервалов в разрезе пластов AC_{4-8}

участка ОПР на Моховой площади размещено: на запасы нефти категории C_1 – 2262 скважины, в том числе 950 добываю-

щих ГС, 483 добывающих ВС и 829 нагнетательных ВС; на запасы нефти категории $C_2 - 106$ скважин, в том числе 53 добываю-

щих ГС и 53 нагнетательных ВС.

Всего в разработку с применением ГС на пластах AC₅₋₈ вовлекаются геологические запасы нефти в количестве 470.6 млн.т категории C_1 и 27.6 млн.т категории C_2 . С учетом разрабатываемого участка ОПР на Моховой площади (ВС) запасы нефти категорий В+С₁, вовлекаемые в разработку, составляют 522.4 млн.т, или 86.8% утвержденных геологических запасов нефти, в базовом варианте с применением ВС соответственно - 421.6 млн.т, или 70%. Таким образом, применение горизонтальных скважин позволяет дополнительно вовлечь в разработку 100.8 млн.т геологических запасов нефти. КИН увеличится в 2.1 раза (от 0.12 при применении ВС до 0.25 при применении ГС).

Текущее состояние разработки

Реализация "Технологической схемы разработки пластов AC₄₋₈ Федоровского месторождения с применением горизонтальных скважин" началась в 1994 г. с первоочередного участка на севере Вос-

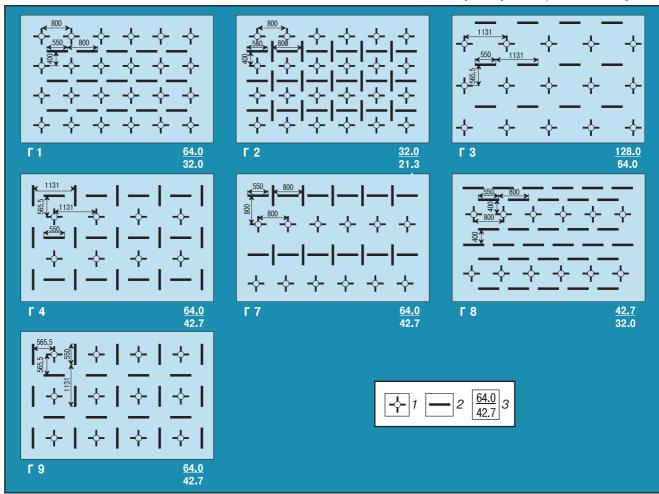


Рис. 3. Варианты размещения горизонтальных скважин Г1 - Г8:

1 - вертикальная нагнетательная скважина; 2 - горизонтальная добывающая скважина; 3 - в числителе приведена плотность сетки скважин (га/скв.) на одну добывающую скважину, в знаменателе - на одну добывающую + одну нагнетательную



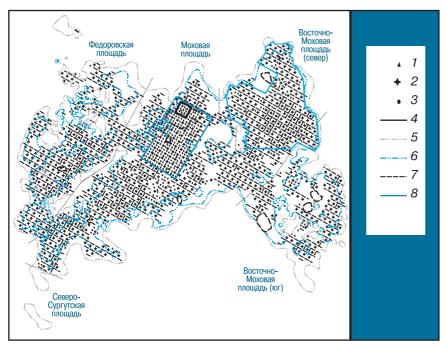


Рис. 4. Схема расположения скважин пластов АС₅₋₈:

1 - нагнетательные скважины; 2, 3 - соответственно вертикальные и горизонтальные добывающие скважины; 4 - внешний контур нефтеносности; 5 - внешний контур газоносности; 6 - линия замещения коллектора; 7 - участок ОПР с применением ВС; 8 - первоочередной участок с ГС

точно-Моховой площади. Здесь запроектировано бурение 453 скважин, в том числе 288 добывающих, из которых 237 ГС и 165 нагнетательных. На 1.01.99 г. на участке было пробурено 367 скважин, из них добывающих – 221, в том числе ГС - 168, нагнетательных - 145, одна контрольная. Система разработки формируется в соответствии с проектными решениями.

Сравнение проектных и фактических показателей участка разработки с применением ГС (табл. 1) показывает, что за все годы реализации технологической схемы фактические показатели по добыче нефти ниже проектных. Годовая добыча нефти в 1998 г. составила 1338,1 тыс.т при проектной 1669,1 тыс.т, т.е. меньше на 20%. Добыча нефти в 1999 г. составила 1976,5 тыс.т, что практически соответствует проектной 2020,6 тыс.т. Основной причиной невыполнения проектной добычи нефти явилось отклонение фактических показателей эксплуатации ГС от проектных. В 1998 г. ГС добыто 1138 тыс.т нефти, по проекту 1524 тыс.т, добыча нефти по ГС в 1999 г. составила 1591,7 тыс.т при проектной 1830 тыс.т. Отмеченное обусловлено следующими причинами.

На протяжении всего срока отмечалось отставание ввода ГС. Только в 1998 г. число их достигло проектного.

Фактический дебит нефти первоначально превышал проектный, в последние 3 года он стал ниже проектного. В 1999 г. дебит нефти по ГС составил около 25.2 т/сут, что на 6.7 т/сут, или на 21% ниже проектного. Это связано с более высокой (на 18.1 – 9.2%) обводненностью скважин. Дебиты жидкости ГС в эти годы превышали проектные в 1.9- 1.2 раза. Отмечалась тенденция к сближению проектных и фактических дебитов и добычи нефти и жидкости.

Газонефтяной фактор газа шапки в последние 2 года несколько снизился, но в 2.4 раза превышает проектное значение, что осложняет работу скважинного оборудования и снижает коэффициент использования скважин.

В 1998 г. на участке добыто 1338 тыс.т нефти, в том числе по ВС – 200 тыс.т, по ГС –1138 тыс.т; 4382 тыс.т жидкости, в том числе по ВС – 480 тыс.т, по ГС – 3902 тыс.т; закачано в пласты 12.4 млн.м³ воды. Совместно с нефтью из газовой шапки отобрано 1311 млн.м³ газа, из них по ВС – 151 млн.м³, по ГС – 1160 млн.м³. Средний дебит нефти добывающих скважин составил 23 т/сут, в том числе по ВС – 11.7 т/сут, по ГС – 27.7 т/сут, жидкости –75.4 т/сут, в том числе по ВС - 28.2 т/сут, по ГС – 95 т/сут; газонефтяной фактор по прорывному газу - 980 м³/т, газожидкостный – 299 м³/т.

С начала разработки отобрано нефти - 2814.2 тыс.т, в том числе по ВС - 448.4 тыс.т, по ГС - 2365.8 тыс.т, жидкости - 8781 тыс.т, по ВС – 1256 тыс.т, по ГС – 7526 тыс.т; газа из газовой шапки - 2440 млн. м³, по ВС – 180 млн.м³, по ГС – 2260 млн. м³. Накопленная закачка воды составила 19.9 млн.м³, текущая компенсация отборов пластовых флюидов (с учетом отборов прорывного газа) закачкой воды - 106.8%, накопленная - 89%.

Энергетическое состояние залежи удовлетворительное. Закачка воды ведется с 1996 г. Фонд нагнетательных скважин несколько ниже проектного: действующий проектный 114, фактический 101. Фактическая приемистость нагнетательной скважины выше проектной соответственно на 436 и 240 м³/сут. Объемы закачиваемой в пласт воды позволяют поддерживать пластовое давление в зоне отбора на уровне начального, отборы жидкости и газа компенсированы закачкой.

Обобщение геологических условий и точности проводки ГС

Для отображения ожидаемого геологического строения в районах бурения и анализа результатов проводки и эксплуатации ГС создана и передана в НГДУ "Федоровскнефть" трехмерная геологическая модель распространения коллекторов пластов AC_{4-8} северной части Восточно-Моховой площади.

Размеры рассчитанного "куба" с запада на восток (ось X) - 13.7 км, с севера на юг (ось Y) - 18.5 км, высота (ось Z) - 65 м. Число узловых точек по оси X составляет 278 при среднем расстоянии между ними 49.4 м (минимальное – 10 м, максимальное – 218.8 м), по оси Y – 334 при среднем расстоянии 55.3 м (минимальное – 17.6 м, максимальное – 197.8 м), по оси Z – 164 с расстоянием между ними 0.4 м. Общее их число равно 15.2·106. В расчет заложена информация по 866 скважинам, из которых 696 ВС и 170 ГС (по ГС использованы только отметки кровли).

Исходными данными для создания модели по ВС были информация о координатах кровли пласта АС₄, результаты интерпретации данных геофизических исследований и интервалы перфорации скважин. По ГС для построения геологических профилей также использовалась информация о координатах устьев, результатах замеров кривизны инклинометрами, телесистемами и конструкции скважин.

Показатели		1994 r.	4			1995 r				1996 r.			1997)7 r.			1998 r.	ی			1999 r.		
	Проект- ные	Фак	Фактические по		Проект- ные	Фактич	Фактические по		Троект- ные	Фактические по	жие по	Проект-		Фактические по		Проект- ные	Факти	Фактические по		Проект- ные	Факти	Фактические по	0
		всем скважи- нам	BC	ဥ		всем скважи-	2g	5		всем ВС скважи- нам	5		всем скважи- нам	BC	ဉ		всем скважи- нам	BC	2		всем скважи-	g	5
Добыча нефти всего, тыс.т	12,2	11,6	10,998 0	0,554 3	354,8 1	161,2 3	34,232 126	126,96	824,8 53	533,5 81,919	119 451,58	8 1270,9	756	107,23	648,76	1669,5	1338,1	200	1138	2020,6	1976,5 38	384,8	1591,7
Число введенных новых скважин	4	2	-	-	39	56	17	6	51 7	76 40	36	25	97	47	20	52	131	28	73	52	111	26	55
Дебит нефти новой скважины, т/сут	9'09	43,0	41,7	55,4	l		l	3	ω.		Ě	<u> </u>	29,0	12,4	38	9'09	26,5	14,3	34,7	9'09	25,9		34,7
Фонд добывающих скважин	4	9	2	-	43	34		10	94	84 38	3 46	146	146	20	96	198	244	75	169	250		107	222
в том числе нагнетательных в отработке	ı					14	14		•	18 18			23	23			32	89	2		98	36	
Действующий фонд добывающих скважин	4	9	5	1	41	31	21 1	10	68	79 34	4 45	139	138	42	96	188	218	69	149	238	300	96	204
Число введенных нагнетательных скважин	5		•	•	23				30 2	26 26	- 9	30	40	40		30	41	41		30	48	46	2
Фонд нагнетательных скважин	2				28				28 2	26 26		88	99	99		118	107	107		148	155 1	153	2
Средний дебит жидкости, т/сут	74,7	41,3	41,2	62,4 7	73,1	90'8	42,6 16	166,1		84,2 26,9	,9 133,2	9'69 7	74,4	28,2	95,2	71,8	75,4	28,2	92	74,3		37,9	86,3
Средний дебит жидкости новых скважин, т/сут	74,7	44,7	42,8	62,4	74,7	92,6	38 18	186,1	74,7 6	68,3 20,1	1 101,1	74,7	53,3	27	89	74,7	47,0	29,7	58,8	74,7	57,6 4	40,0	71,6
Средний дебит нефти, т/сут	9'09	8,7	7,5	55,4	47,4	31,2	3 9'6	08	38,2 31	31,5 10,5	,5 49,5	33,7	23,1	10,6	28,8	31,0	23,0	11,7	27,7	28,8	22,0 1	14,5	25,2
Средняя обводненность,%	32,2	81,0		11,22	35,2 (10	44,6 62,	5	,9 62,8		6'89	62,4	8'69	6'99	69,5	58,4	8'02	61,2	.9 66'69	-	70,81
Средняя обводненность новых скважин, %	32,2	3,8	2,63	11,22	32,2	9 6'99	65,32 54	54,19	32,2 5	50,6 32,9	6,	32,2	45,4	54,1	44,2	32,2	43,7	51,7	40,9	32,2	55,03 63	63,00 5	51,50
Газовый фактор, м³/т	88,7	21,7	51	50,5 1	117,4 3	302,7	190 33	339,5	229,7 49	496,3 147,4	7,4 561,4	333	1173,5	199	1334,5	389,1	1032,5	808,2	1070,8	409,4	960,1 7	. 16/	1001
Средняя приемистость, м ³ /сут	32,8			-	160,5			_	197,2 43	437,6 437,6	- 9'.	225,1	368,2	368,2		239,6	435,5	435,5		243,9	395,9 39	396,6	346,4
Суммарная добыча жидкости, тыс.т	17,9	8'09	60,189 0	0,624 5	547,1 4	415,8 1!	152, 15 263	263,67	1488,5 142	1424,3 209,63	,63 1214,7	7 2622,2	2430,4	285,32	2145,1	3870,1	4382	480	3901,5	5206,4	6456,4 10	1002,8 5	5453,6
Накопленная добыча нефти, тыс.т	12,2	25,5	24,878	9'0	367 1	186,6	59 12	127,52 1	1191,8 7	720 141,03	629 20,	2462,6	1476,1	248	1227,9	4132,2	2814	448	2365,8	6153,0	4791,0 83	833,0	3958,0
КИН, %	0,01	0,02			0,32	0,16			1,03 0,	0,62		2,12	1,27			3,56	2,42			5,3	4,12		
Закачка воды, тыс.м³	26,1		•	- 8	843,7			- 2	2701,5 190	1904,8 1904,8	4,8	5235,9	5545	5545	•	7864,2	12414	12414		10336	17448 17	17230	218
Текущая компенсация отбора закачкой, %	113,4		•	- 1	112,5			-	110,2 6.	- 6,79	•	109,1	78,2	•		108,9	106,8			108,9	106,3		•
Компенсация отбора закачкой с начала разработки, %	113,4		•	-	112,5		1	-	110,8 5,	- 25,8	,	109,8	9'69		1	109,2	0,68			109,2	6,3		
Суммарная добыча газа, млн.м³	1,078	9'0	0,561 0	0,028 4	41,66	49,6	6,503 43,	43,104 1	189,5 26	265,6 12,1	,1 253,5	423,2	887,2	21,4	865,75	649,6	1381	162	1218,5	827,3	1898	304	1593
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0,62	9'0	0,561 0	0,028	18,096	8,2	1,7 6	6,5		27,2 4,2			38,6	5,5	33,1	85,1	68,5	10,5	28	103,1	100,8		81,2
Добыча газа газовой шапки, млн.м³	0,46	•		-	23,6	41,4 4	4,757 36,	36,629	147,2 23	238,4 7,9	9 230,5	358,4	848,5	15,872	832,66	564,5	1311,4	151,21	1160,5	724,3	1796,9 28	284,8 1	1512,1
Пластовое давление, МПа	18,8	18,8			18,8	18,8			18,8 18	18,6		18,8	18,7			18,8	18,8			18,8	19,1		

Таблица 1



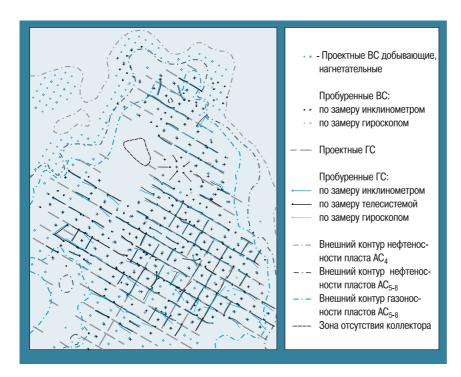


Рис. 5. Схема проектного и фактического расположения скважин пластов AC_{4.8}

Абсолютные отметки кровли пласта AC_4 в ВС с учетом неточности их определения были откорректированы по принятым абсолютным отметкам ГНК и ВНК на глубинах соответственно 1810 и 1822 м. Корректировка проводилась по характеру насыщения, определенному по стволу скважины.

Особую трудность вызвала привязка ГС. Анализ результатов замеров параметров кривизны показал, что инклинометры и телесистемы дают существенно различающиеся результаты. Разница в замерах абсолютных отметок может возникнуть как при входе в горизонтальный участок, так и в наклонно направленной части ствола скважины до пересечения с кровлей пласта AC_4 . В большинстве случаев координаты скважин не совпадают, в отдельных скважинах разница в них составляет до 400 м.

Результаты статистической обработки 156 ГС показывают, что из-за разницы в замерах горизонтальный участок может не попасть в принятый для ГС коридор допуска (по высоте ± 1 м, в плане ± 30 м). Разница в абсолютных отметках 1 м и менее получена только в 7 скважинах, или 12%, разница в координатах 30 м и менее – в 58 скважинах, или 37%.

Привязка ГС осуществлялась следующим образом. Первоначально были рассчитаны два "куба" геологического строения: один с

использованием замеров кривизны инклинометрами, другой телесистемами (рис. 5). После анализа полученной информации с учетом показателей эксплуатации ГС был выбран тот профиль ГС, который в большей степени отвечал геологическому строению по окружающим ВС. По данным замеров кривизны телесистемами выбрано 118 ГС (76%), инклинометрами – 38 ГС (24%). Это свидетельствует о том, что замеры, выполненные телесистемами, более точные.

Затем, так же как по BC, была проведена корректировка абсолютных отметок кровли пласта AC_4 . Не потребовалось вносить изменения в абсолютные отметки по 36 ГС, изменения 1 м и менее внесены по 46 ГС. Общее число скважин с незначительной корректировкой от 0 до 1 м составило 82, или 53% общего числа ГС, т.е. в целом точность определения положения ГУ в нефтяной оторочке была невысокой.

После внесения корректировок был проведен окончательный расчет "куба" геологического строения и построены профили вдоль и поперек стволов всех ГС. На основе этих профилей обобщены геолого-технологическая информация и результаты эксплуатации ГС.

Сравнение показателей эксплуатации ГС и ВС

Сравнение показателей эксплуатации ГС и ВС, полученных на 1.05.99 г., показывает,

что практически одинаковая добыча нефти (16.9 тыс.т на одну ГС и 18 тыс.т на одну ВС) отмечается за 1.5 года работы ГС и 4.2 года работы ВС.

Из ГС было отобрано воды в 2,8 раза меньше, чем из ВС (соответственно 2,4 и 7 т/т нефти). Добыча прорывного газа из газовой шапки на начальной стадии эксплуатации по ГС была равна $982 \text{ M}^3/\text{T}$, 862 M^3 на тонну нефти).

Средние дебиты нефти за период эксплуатации по ГС составили 29.8 т/сут, по ВС - 11.8 т/сут (по ГС в 2.5 раза больше), жидкости соответственно 103 и 94 т/сут (по ГС в 1.1 раза больше), коэффициент продуктивности по ГС в 2 раза больше, чем по ВС.

Отмечалась тенденция к уменьшению стоимости строительства ГС по отношению к ВС. В 1995 г. повышение стоимости строительства ГС по отношению к ВС составило 2.6 раза, в 1996 г. – 2.3, в 1997 г. – 2.2, в 1998 г. – 2.1 и в 1999 г. – 1.8 раза.

Для сравнения показателей эксплуатации ГС и ВС в разных геологических условиях из ВС были выбраны только добывающие скважины. Критерием неконтактности для ВС принято наличие непроницаемых разделов толщиной 2 м от газа и 1 м от воды, для ГС – наличие непроницаемых разделов любой толщины. Результаты представлены в табл. 2.

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что практически во всех геологических условиях характеристики вытеснения по ГС лучше, чем по ВС: выше дебит нефти, меньше добыча воды и прорывного газа. Исключение составляет нефть, контактная с газом, где по ГС в начальной стадии эксплуатации газовый фактор выше, чем по ВС.

Проведено сравнение характеристик вытеснения двух систем разработки с применением ВС на Моховой площади и использованием преимущественно ГС на севере Восточно-Моховой площади (рис. 6). Анализ основных геолого-физических параметров участков ВС и ГС показывает, что участки практически одинаковы по геологическому строению. На начальной стадии разработки характеристики вытеснения на участке с применением ГС более благоприятные. Раньше началась стабилизация обводненности. Если на участке с ВС обводненность стабилизировалась на уровне

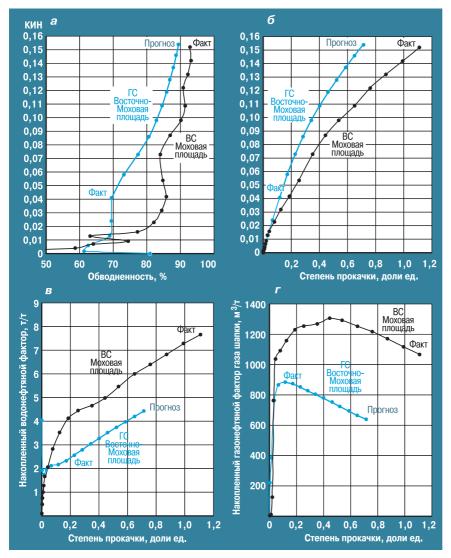


Рис. 6. Характеристики вытеснения по участкам разработки с применением ГС и ВС

85%, то на участке с ГС - на уровне 70%, т.е. доля нефти в добываемой жидкости при одинаковом КИН в 2 раза больше. При

одинаковой степени прокачки (отношение накопленной добычи жидкости в пластовых условиях к геологическим запасам

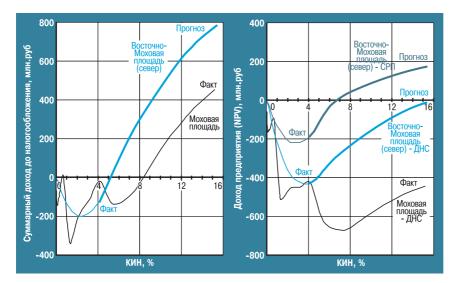


Рис. 7. Зависимость дисконтированного дохода от КИН

нефти в пластовых условиях) выше текущий КИН, ниже накопленные водонефтяной и газонефтяной факторы.

Рассчитаны также технико-экономические показатели разработки в ценах и затратах на 1.07.99 г. По участку разработки на Моховой площади с применением ВС использованы фактические технологические показатели. По участку на севере Восточно-Моховой площади с применением ГС с учетом разницы в стадиях разработки определены прогнозные технологические показатели до КИН, фактически достигнутого на участке разработки с применением ВС. Результаты экономических расчетов представлены на рис. 7 и в табл. 3.

Сравнение технико-экономических показателей до налогообложения свидетельствует об экономической эффективности разработки с применением ГС:

- срок окупаемости снижается с 8.8 до 6.6 лет:
- дисконтированный суммарный доход возрастает от 455 до 786 млн. руб., т.е. на 73%:
- внутренняя норма рентабельности увеличивается от 19.7 до 49.3%, т.е. в 2,5 раза.

Результаты сравнения при действующей налоговой системе также свидетельствуют в пользу участка с Γ С:

- разработка с применением ВС не приносит недропользователю дохода (как с учетом дисконтирования, так и без дисконтирования), вложенные средства не окупаются;
- при разработке с применением ГС чистый доход недропользователя без дисконтирования составит 2469 млн. руб., с дисконтированием убытки равны 10 млн. руб.

Разработка Восточно-Моховой площади с применением ГС на условиях СРП при предельном уровне компенсационной продукции 80% и распределении прибыльной нефти поровну эффективна. Чистый дисконтированный доход составит 175 млн. руб., вложенные средства окупятся через 7.7 лет, внутренняя норма рентабельности равна 24.2%.

Влияние геологических условий и точности проводки на показатели эксплуатации ГС

Показатели эксплуатации ГС сильно зависят от геологических условий, в кото-



Таблица 2

Показатели	ГС	Добы- ваю- щие ВС	ГС	Добы- ваю- щие ВС	ГС	Добы ваю- щие ВС	ГС	Добы ваю- щие ВС	ГС	Добы ваю- щие ВС
	H+HB+	НГ+НГВ		Н	ŀ	lB	ŀ	IΓ	H	ГВ
Число скважин	174	211	27	68	54	38	35	68	58	37
Отработанное время на одну скважину, скважино-годы	1,55	6,82	1,62	6,91	1,61	6,41	1,27	7,05	1,62	6,65
Накопленная добыча нефти на одну скважину, тыс.т	16,9	31,3	21,8	33,8	16,7	27,3	15,9	35,5	15,3	22,8
Средний дебит, т/сут нефти	29,8	12,6	36,7	13,4	28,5	11,7	34,2	13,8	25,8	9,4
жидкости	103,0	105,1	103,8	93,9	135,6	102,0	61,8	116,6	92,1	106,9
Накопленный водонефтяной фактор, т/т	2,45	7,36	1,82	6,00	3,75	7,73	0,80	7,45	2,57	10,36
Накопленный газонефтяной фактор газа газовой шапки, м ³ /т	982	942	441	901	530	647	1536	867	1456	1629

Примечание. В этой таблице и табл. 4-7 приняты следующие обозначения: Н - нефть неконтактная, НВ - нефть контактная с водой, НГ - нефть контактная с газом , НГВ - нефть контактная с газом и водой

рых находится рабочая часть горизонтального участка и, при отсутствии непроницаемых разделов от газа и воды - от расстояния между рабочей частью ГУ и ГНК и/или ВНК. Анализ результатов проводки ГС показал, что принятый по высоте коридор допуска ± 1 м выдержан только в единичных скважинах. Поэтому к скважинам, пробуренным по проекту (табл.4), были отнесены ГС, которые попали в коридор допуска ± 2 м при минимальном расстоянии между рабочей частью ГУ и ГНК и/или ВНК большем или равном 4 м.

Видно, что чем сложнее геологические условия, тем меньше накопленная добыча нефти на скважину, ниже дебит нефти, выше водо- и газонефтяной факторы.

На дебиты нефти и газовый фактор существенно влияет точность проводки ГУ. Из 174 скважин в соответствии с проектом пробурены 95, или 55%, с отклонением от проекта - 79 скважин, или 45%. Проведенный анализ показал, что в скважинах, где ГУ соответствует проектному положению, средний дебит нефти в 1.3 раза выше, чем в скважинах, где ГУ проведен с отклонением от проекта (соответственно 33.4 и 25 т/сут). Кроме того, при отклонении от проектного положения значительно (в 1.7 раза) возрастает газонефтяной фактор (соответственно 1332 и 789 ${\rm M}^3/{\rm T}$). Изза высокого газового фактора скважины вынуждены останавливать, что снижает коэффициент использования скважин. При расположении рабочей части ГУ близко к ГНК в условиях нефти, контактной с газом, и в условиях нефти, контакт-

ной с газом и водой, коэффициент использования скважин равен соответственно 0.688 и 0.715, т.е. 30% времени скважины не работают.

Таким образом, неточность проводки ГУ является одной из причин отклонения фактических показателей разработки от проектных.

Влияние расстояния между рабочей частью ГУ и ГНК (ВНК) на показатели эксплуатации ГС

Сравнительные характеристики ГС с разными расстояниями рабочей части горизонтального участка до ГНК и ВНК в разных геологических условиях приведены в табл. 5.

Анализ полученных результатов показал, что в условиях нефти, контактной с водой, ощутимой разницы в дебитах нефти и количестве добываемой воды на 1 т нефти нет. Рекомендуемое положение рабочей час-

ти ГУ в этих условиях 6 – 8 м от ВНК.

В условиях нефти, контактной с газом,

Таблица 3

		Вариант	Ы
	днс	:	СРП
Показатели	Моховая площадь, участок ОПР	Восточно- Моховая площадь (север)	Восточно- Моховая площадь (север)
Продолжительность расчетного периода разработки, годы	24	16	16
Накопленная добыча нефти, тыс.т	7895,32	17869	17869
кин	0,152	0,154	0,154
Выручка от реализации продукции (с транспортными расходами), млн. руб., в том числе без транспортных расходов, млн. руб.	10135,1 9400,8	22440,2 20778,4	22440,2 20778,4
Капитальные вложения, млн. руб.,	3868,9	5930,0	5930,0
в том числе капитальные вложения без НДС, млн. руб.	3224,1	4941,7	4941,7
Эксплуатационные затраты с учетом отчислений в ликвидационный фонд (без амортизационных и налоговых отчислений), млн. руб.	1973,1	3315,5	3744,4
Прибыль, млн. руб.	867,5	3782,6	-
Прибыльная нефть, млн. руб.		-	9169,5
Чистый доход (CF), млн. руб.	-362,4	2469,0	3209,3
Дисконтированный чистый доход (NPV), млн. руб.	-442,6	-10,1	175,0
Доход государства (налоги и платежи), млн. руб.	3921,3	9063,9	8883,1
Дисконтированный доход государства, млн. руб.	897,7	796,5	702,1
Индекс доходности инвестиций	0,65	0,99	1,27
Срок окупаемости (с дисконтированием), Р.руб., годы		-	7,7
Внутренняя норма рентабельности IRR, %	-	9,6	24,2

Всего																	
	го По проекту	Отклонен гу ие от	Bcero	По проекту	Не полное вскрытие	Bcero	Попроекту	Близко к ВНК	Всего	По проекту	Близко к ГНК	Всего	По		Отклонение от проекта	от проекта	
														Всего	B TON	в том числе близко к	зко к
Показатели															ВНК	¥	ГНК и ВНК
	H+HB+HF+HFB	+HTB		Ŧ			뜊			눞				Ī	뜊		
Число скважин 174	95	62	27	24	က	54	26	28	35	20	15	58	25	83	15	15	3
Отработанное время на одну 1,55 скважину, скважино-годы	5 1,63	1,45	1,62	1,72	06'0	1,61	1,91	1,33	1,27	1,21	1,35	1,62	1,60	1,64	2,03	1,22	1,86
Накопленная добыча нефти на одну 16,9 скважину, тыс.т	9 19,9	13,2	21,8	23,8	6,1	16,7	20,4	13,3	15,9	16,8	14,7	15,3	18,0	13,1	16,6	9,4	14,5
Средний дебит, т/сут: нефти 29,8	8 33,4	25,0	36,7	37,9	18,5	28,5	29,3	27,5	34,2	38	29,8	25,8	31	21,9	22,5	21,2	21,4
жидкости 103,0	0,111,6	91,3	103,8	108,2	35,5	135,6	137,8	132,5	61,8	67,3	55,1	92,1	109,3	79,4	101	54,6	44,4
Накопленный водонефтяной 2,45 фактор, т/т 1	5 2,34	2,65	1,82	1,85	0,92	3,75	3,70	3,82	08'0	0,77	0,85	2,57	2,53	2,62	3,49	1,58	1,08
Накопленный газонефтяной фактор 982 газа газовой шапки, м³/т	5 789	1332	441	438	543	230	496	578	1536	1196	2052	1456	1274	1646	1022	2170	3516
Коэффициент использования 0,873 скважин	73 0,908	0,830	0,929	0,930	0,923	0,937	0;620	0,920	0,78	0,873	0,688	0,847	0,86	0,84	0,91	0,715	0,913

удаление рабочей части ГУ от ГНК существенно влияет на дебиты нефти, газонефтяной фактор и коэффициент использования скважин. По мере удаления от ГНК дебит нефти увеличивается от 23.7 до 39.7 т/сут, газонефтяной фактор уменьшается с 2035 до 947 м 3 /т, а коэффициент использования скважин увеличивается от 0.547 до 0.889. Рекомендуемое положение рабочей части ГУ в этих условиях 5 - 7 м от ГНК.

В условиях нефти, контактной с газом и водой, удаление рабочей части ГУ от ГНК значительно влиянет на газо- и водонефтяной факторы, а также коэффициент использования скважин. В меньшей степени, чем в условиях нефти, контактной с газом, изменяются дебиты нефти. По мере удаления от ГНК газонефтяной фактор уменьшается с 2303 до 688 м 3 /т, водонефтяной фактор увеличивается от 1.35 до 3.4 т/т, коэффициент использования - от 0.716 до 0.889. Дебит нефти возрастает, достигая максимального значения 29.4 т/сут в интервале 4 – 6 м, затем снижается. Здесь начинает влиять приближение к ВНК. Рекомендуемое положение рабочей части ГУ в этих условиях – не менее 5 м от ГНК и ВНК

Влияние длины горизонтального участка на показатели эксплуатации ΓC

Для исследования влияния длины горизонтального участка на показатели эксплуатации скважин с целью исключения влияния на них неточности проводки были выбраны скважины, пробуренные в соответствии с проектом. Группировка проведена по суммарной длине коллекторов в интервале рабочей части ГУ. Сравнительные характеристики ГС с разной длиной вскрытых рабочей частью ГУ коллекторов в разных геологических условиях приведены в табл. 6.

Анализ полученных результатов показал, что с увеличением длины ГУ возрастает дебит нефти и снижаются водо- и газонефтяной факторы. Еще более наглядно преимущества длинных ГУ видны, когда скважины сгруппированы накопленным итогом, т.е. 0-100 м, 0-200 м, 0-300 м и т.д.

Результаты проведенных технико-экономических расчетов показывают, что для окупаемости каждых дополнительных 100 м ГУ скважина должна отобрать за 15 лет дополнительно 2.5 тыс.т нефти. Из фактических данных видно, что при одинаковом отработанном времени 1.5 года скважины с длиной ГУ 300-400 м и более 500 м отобрали соответственно 16.6 и 20.4 тыс.т нефти, т.е. разница в добыче нефти составляет 3.8 тыс.т при увеличении длины ГУ на 192 м. Необходимая дополнительная добыча нефти составляет 4.8 тыс.т, т.е. за 1.5 года работы дополнительные расходы на бурение практически окупились. Ожидаемый срок окупаемости составляет около двух лет.

Влияние режимов работы на показатели эксплуатации ΓC

Для изучения режимов работы на показатели эксплуатации ГС были выбраны скважины, пробуренные в соответствии с проектом. Группировка проведена по средним дебитам жидкости за период эксплуатации. Характеристики ГС с разными дебитами жидкости в различных геологических условиях приведены в табл. 7.



Таблица 5

	Pa	эмнкотэээ	е до ВНК	, м	Pa	эинкотээв	до ГНК,	М	P	асстояни	е до ГН	ζ, м
Показатели	0-2	2-4	4-6	> 6	0-2	2-4	4-6	> 6	0-2	2-4	4-6	> 6
		ŀ	I B			Н	Г			Н	ГВ	
Среднее расстояние, м: до ГНК	7,1	6,0	4,4	2,1	0,3	3,2	4,8	7,2	1,0	3,2	5,0	7,1
до ВНК	1,0	3,0	4,9	7,4	8,8	5,7	5,3	2,8	7,2	5,3	4,6	2,3
Число скважин	18	19	11	6	9	9	8	9	10	10	25	13
Отработанное время на одну скважину, скважино- годы	1,05	1,57	2,65	1,49	0,75	1,78	1,46	1,12	1,18	1,46	1,70	1,93
Накопленная добыча нефти на одну скважину, тыс.т	10,3	17,0	26,3	17,6	6,5	20,5	20,9	16,2	9,5	11,8	18,3	16,5
Средний дебит, т/сут: нефти	27,0	29,7	27,2	32,4	23,7	31,6	39,3	39,7	22,1	22,2	29,4	23,4
жидкости	104,4	143,0	159,1	99,9	40,6	57,7	85,4	55,1	52,0	58,0	108,7	102,8
Накопленный водонефтяной фактор, т/т	2,87	3,82	4,86	2,08	0,71	0,82	1,17	0,39	1,35	1,62	2,69	3,40
Накопленный газонефтяной фактор газа газовой шапки, м³/т	974	172	722	314	2019	2035	1318	957	2303	2158	1458	688
Коэффициент использования скважин	0,884	0,961	0,939	0,968	0,547	0,808	0,889	0,845	0,716	0,824	0,888	0,867

Анализ полученных результатов по всем скважинам показал, что, с одной стороны, с увеличением дебитов жидкости возрастают дебиты нефти и количество добываемой воды, с другой - увеличение количества добываемого прорывного газа уменьшает дебиты жидкости.

В условиях неконтактной нефти рост дебитов жидкости повышает дебиты нефти, а также количество добываемой воды и незначительно влияет на количество добываемого прорывного газа. Оптимальным для данных геологических условий при вводе скважин в эксплуатацию следует считать дебит жидкости, равный 100 т/сут.

В условиях нефти, контактной с водой, увеличение дебитов жидкости практически не влияет на дебиты нефти, но значительно увеличивает количество добываемой воды и добываемого прорывного газа. Оптимальным для данных геологических условий при вводе скважин в эксплуатацию следует считать дебит жидкости от 50 до 100 т/сут.

В условиях нефти, контактной с газом, и нефти, контактной с газом и водой, рост количества добываемого прорывного газа снижает дебиты жидкости в результате ухудшения работы скважинного оборудования.

В условиях нефти, контактной с газом, в одной группе скважин при среднем за период эксплуатации газонефтяном факторе $2045 \, \mathrm{m}^3/\mathrm{T}$ и газожидкостном факторе $1612 \, \mathrm{m}^3/\mathrm{T}$ средний дебит жидкости составил $37.4 \, \mathrm{T/cyr}$, в другой группе при газо-

нефтяном факторе 844 м 3 /т и газожидкостном факторе 426 м 3 /т средний дебит жидкости составил 85.5 т/сут.

В условиях нефти, контактной с газом и водой, отмечается такая же закономерность. При уменьшении газонефтяного фактора с 1987 м 3 /т (при газожидкостном 1349 м 3 /т) до 809 м 3 /т (при газожидкостном 170 м 3 /т) средний дебит жидкости увеличивается от 34.2 до 182.7 т/сут.

Для данных геологических условий при вводе скважин в эксплуатацию рекомендуется не превышать дебит жидкости более 50 т/сут. В дальнейшем при изменении режимов эксплуатации скважин в сторону увеличения дебита жидкости следует выбрать такой режим, при котором добыча прорывного газа минимальна.

При сравнении проектных и фактических показателей эксплуатации ГС было показано, что фактические дебиты жидкости существенно превышали проектные, что явилось другой причиной отклонения от проектных показателей.

Наконец одной из основных причин отклонения фактических показателей от проектных является то, что фактически реализуемая конструкция забоя ГС существенно отличается от проектной. В технологической схеме предусматривалось первоначальное вскрытие продуктивной толщи в зонах повышенных фильтрационных сопротивлений (перфорация горизонтальных участков, где между интервалами перфорации и ГНК и/или ВНК имеются

непроницаемые разделы). Фактически в 80% скважин фильтры установлены по всей длине ГУ, что увеличивает отборы газа газовой шапки и подошвенной воды.

На практике избирательной перфорацией пытаются исправить неточность проводки скважин или перфорируется весь горизонтальный участок. В качестве примера удачного вскрытия продуктивной толщи можно привести скв. 4Гр, часть ствола которой прошла на уровне ВНК. Были зацементированы 360 м ГУ, а рабочая часть ГУ, составившая 100 м, оказалась в области, где на уровне ГНК и ВНК имеются непроницаемые разделы. Из скважины уже отобрано 78 тыс.т при дебите нефти 36.7 т/сут и невысоких водо- и газонефтяном факторах.

Перфорацией должны вскрываться участки, где между стволом скважины и ГНК и/или ВНК имеются непроницаемые разделы. Если их нет, то должны перфорироваться участки, наиболее удаленные от ГНК и/или ВНК.

Общее число перфорированных скважин составило 22, из них 10 по проекту и 12 с отклонением от проекта. Сравнение показателей эксплуатации скважин со спущенными фильтрами и скважин, вскрытых перфорацией, не проводилось из-за малой выборки пробуренных по проекту скважин.

Геофизические исследования ГС при контроле за разработкой

С 1997 г. начались опытные работы по определению профиля и состава притока

								5	Длина вскрытых коллекторов, м	тых колле	торов, м							
Показатели	до 300	300-400	до 300 300-400 400-500 более 500 до 300	более 500		300-400	400-500	более 500	до 300	300-400 400-500 более 500	400-500		до 300	300-200	более 500	до 400	400-500	более 500
		H+HB+	H+HB+HΓ+HΓB			Ŧ				뫞				눌			HTB	
Средняя длина коллекторов, м	182	346	456	538	176	344	448	529	187	362	447	533	173	378	542	230	464	539
Число скважин	21	15	22	37	æ	9	9	4	9	വ	9	6	4	4	12	4	6	12
Отработанное время на одну скважину, скважино-годы	2,19	1,51	1,39	1,51	2,09	1,94	1,41	1,09	2,68	1,59	1,62	1,76	1,19	0,67	1,40	2,28	1,34	1,56
Накопленная добыча нефти на одну скважину, тыс.т	24,4	16,6	16,9	20,4	24,4	23,0	25,8	20,5	22,3	15,8	15,2	25,2	12,8	8,7	20,8	33,8	13,4	16,3
Средний дебит, т/сут: нефти	30,6	30,0	33,4	37,1	31,9	32,5	50,5	51,7	22,8	27,3	25,6	39,2	29,6	35,9	40,7	40,6	27,4	28,6
жидкости	141,4	135,7	86,2	91,1	119,0	73,7	82,8	9'89	159,2	192,9	84,2	121,5	49,2	42,6	76,4	189,0	9,88	83,8
Накопленный водонефтяной фактор, т/т	3,63	3,52	1,58	1,46	2,73	2,81	0,71	0,33	2,99	6,07	2,28	2,10	99'0	0,19	0,88	3,65	2,24	1,93
Накопленный газонефтяной фактор газа газовой шапки, м $^3/ au$	815	553	1149	029	899	492	220	212	780	338	1128	129	1036	1116	1240	964	2417	765

в горизонтальных скважинах. Всего было исследовано шесть ГС. В первых трех скважинах исследования проводились не полным комплексом (методами термометрии, влагометрии, манометрии, НКт). По результатам исследований фактическое местоположение фильтров не определено, работающие интервалы не выделены. В стволах скважин выявлены пачки нефти, газа и воды. Проведенные опытные работы по определению профиля притока показали слабую информативность термометрии, которая в этих исследованиях была основным методом выделения работающих интервалов.

В следующих трех скважинах исследования проводились расширенным комплексом ГИС. В него вошли практически все методы, изучающие интервалы притока и состав поступающих в скважину флюидов (механическая и термокондуктивная расходометрия, термометрия, шумометрия, влагометрия, резистивиметрия, манометрия, НКт). Обработка результатов показала, что в исследуемых интервалах приток флюидов в стволы скважин происходит практически из всех фильтров. В скважинах, с высоким газожидкостным фактором прорыв газа из газовой шапки отмечается в основном в верхних фильтрах.

Выполненные исследования ГС показали, что работающие интервалы четко выделяются в скважине, где колонна на горизонтальном участке зацементирована и пласт вскрыт перфорацией. В скважинах, где установлены фильтры и нет цемента за колонной, движение флюидов наблюдается по всей длине горизонтального участка. Определить, работает ли пласт, невозможно, так как показания приборов могут характеризовать как работу пласта, так и движение флюидов вдоль колонны. В этих скважинах выделены наиболее интенсивно работающие интервалы, что в первую очередь связано с интервалами, где интенсивно выделяется газ.

Добыча нефти

На основании широкомасштабных промысловых работ предложена стратегия обоснования способа эксплуатации горизонтальных скважин в зависимости от их дебитов жидкости и газа. Скважины с газовым фактором до $150~{\rm M}^3/{\rm M}^3$ рационально эксплуатировать УЭЦН, с большим газовым фактором - в режимах насос - фонтан и фонтан. Разработан стандарт предприятия по эксплуатации горизонтальных скважин в режимах насос и насос - фонтан, включающий безопасные технологии освоения, ремонта, эксплуатации, управления и др.

На насосном режиме рекомендовалось эксплуатировать (на 01.01.99 г.) 46% горизонтальных скважин. Глубина спуска насосов определяется условиями исследования и глушения скважин. Из-за высоких забойного давления и дебита газа достаточно насосы спустить в скважины на глубину 800-1000 м и иметь их напоры 600-800 м.

В режиме фонтан - насос рекомендуется эксплуатировать скважины, по которым не гарантируется устойчивый фонтанный режим. Насос в скважине является техническим средством вывода и поддержания в ней фонтанного режима. Стационарный режим скважин — фонтанный при отключенном насосе. Разработаны компоновка скважинного оборудования и технология эксплуатации. 26% горизонтальных скважин следует эксплуатировать в режиме насос - фонтан.

Межремонтный период (МРП) горизонтальных скважин с УЭЦН на 01.01.99г. составил 394 суг, что соответствует показателю по штатным месторождениям ОАО "Сургутнефтегаз". Перевод скважин с высоким газовым фактором на фонтанный режим, решение проблемы



								Дебит	Дебит жидкости, т/сут	/сут						
Показатели	до 50	50-100	100-150	более 150	до 50	50-100	более 100	до 50	50-100	100-150	более 150	до 50	более 50	до 50	50-100	более 100
		H+HB+	H+HB+HF+HFB			ェ			I	옆		눞			HIB	
Число скважин	53	42	11	13	9	13	2	2	11	4	9	10	10	8	10	7
Отработанное время на одну скв ажину, скв ажино-годы	0,94	1,40	2,07	3,56	0,71	1,47	3,57	0,85	1,34	2,16	3,67	0,91	1,51	1,20	1,36	2,38
Накопленная добыча нефти на одну скважину, тыс.т	9,1	17,5	29,8	43,1	6,4	20,9	51,9	9,2	14,8	26,1	36,3	8,6	23,7	10,2	13,6	33,4
Средний дебит, т/сут: нефти	26,6	34,4	39,4	33,2	24,9	39,1	39,8	29,5	30,2	33,2	27,1	29,5	43,1	23,2	27,4	38,4
жидкости	36,6	2,07	125,8	201,0	38,2	72,0	163,6	38,9	73,1	122,0	506,6	37,4	85,5	34,2	72,5	182,7
Накопленный водонефтяной фактор, т/т	0,38	1,05	2,19	2,06	0,53	0,84	3,11	0,32	1,42	2,67	6,62	0,27	86'0	0,47	1,64	3,75
Накопленный газонефтяной фактор газа газовой шапки, \mathbf{m}^3/\mathbf{T}	1814	704	254	728	349	387	505	2246	141	161	551	2045	844	1987	1644	808

пескопроявления, организационных вопросов позволят значительно повысить показатели надежности насосных горизонтальных скважин. В перспективе на устойчивом фонтанном режиме может работать 30-40% фонда скважин. Однако для этого необходимо решить научно-технические задачи.

Распределение депрессий, при которых эксплуатируются ГС, представлено на рис. 8. Следует отметить сложности, возникающие при замере давлений в скважинах с высоким газовым фактором, так как плотность газожидкостной смеси можно установить лишь приближенно. Для определения давлений на забое таких скважин и системного управления насосными скважинами предлагается оснастить несколько ГС с УЭЦН термоманометрическими системами. При положительных результатах оснащать ими все насосные установки.

Для замеров количества добываемой продукции ГС используются передвижные установки АСМА-ТП, которые позволяют замерять дебиты жидкости и газа.

Выполнение проектных решений в области буровых работ

В соответствии с технологической схемой разработки Федоровского месторождения было предусмотрено строительство горизонтальных скважин и разработаны требования к производству буровых работ и методам вскрытия продуктивных горизонтов. Основные проектные решения технологической схемы выполнены, что позволило реализовать технологические элементы разработки месторождения.

Проектная конструкция скважин предусматривает спуск 426-мм направления на глубину 30 м; 324-мм кондуктора на глубину 600 м; 245-мм промежуточную колонну до кровли пласта и 146-мм эксплуатационную колонну до забоя

скважины. Предложено два варианта заканчивания скважин: 1) спуск фильтра с жесткими центраторами; 2) сплошное цементирование (нефтяной пласт с прослоями, водонефтяными зонами).

В процессе разбуривания Федоровского месторождения конструкция скважин постоянно совершенствовалась. Фактическая конструкция скважины включает направление диаметром 324 мм глубиной 100 м; кондуктор диаметром 245 мм глубиной 750 м; эксплуатационную колонну диаметром 146 мм. На последней сделана оснастка в соответствии с рекомендациями технологической схемы, в которую входят фильтры ФГС, центраторы прямоточные и спиральные.

Технология цементирования в основном соответствует технологической схеме. Однако недоспуск эксплуатационной колонны в 12 скважинах составил 50 - 600 м. Высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной соответствует технологической схеме.

Основные требования, предъявляемые к кустованию скважин, профилю горизонтальных скважин, заложенные в технологической схеме, выполнены.

Скважины Федоровского месторождения проектируются и проводятся по большому радиусу искривления: 382 м - 71 м (интенсивность искривления соответственно от 1.5 до 8° на 10м). Длина вертикального участка в среднем составляет 1100 м. Максимальный зенитный угол в пласте составляет 97.5°, максимальный отход превышает 1200 м с учетом горизонтального ствола.

Одним из основных требований технологической схемы является максимальное сохранение коллекторских свойств пласта в процессе вскрытия и бурения горизонтального ствола.

Рекомендуемая плотность бурового раствора равна 1130 – 1150 кг/м³, но не более 1170 кг/м³. Время вскрытия и бурения продуктивного пласта составляет в среднем 10-11 сут. Для обработки используется рецептура на базе Kem-Pas и Poly-Kem-D, которая согласно лабораторным испытаниям является допустимой заменой КМЦ и ГКЖ.

В случае открытого типа забоя в горизонтальном стволе устанавливаются фильтры ФГС-146 из расчета 4-5 фильтров на 500 м ствола. В интервале открытого ствола размещается жидкость перфорации КПС. Це-

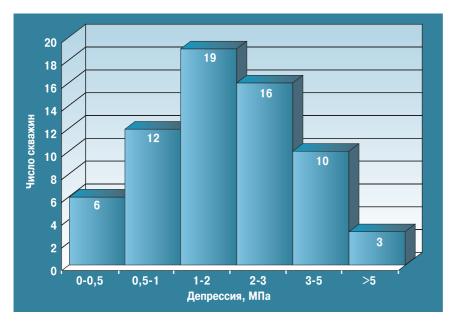


Рис. 8. Распределение депрессий при эксплуатации ГС

ментирование осуществляется через пакер для манжетного и ступенчатого цементирования ПДМ-146. После крепления в скважину спускается компоновка с долотом диаметром 120 мм. Вызов притока осуществляется механизированным способом. При закрытом типе забоя скважина цементируется полностью, осуществляется перфорация плотностью 2-4 отв/м.

Средний дебит скважин с открытым типом забоя превышает дебит с закрытым типом на 32%. Однако репрессия на пласт при закрытом типе выше в 3 раза, что могло значительно повлиять на добычные возможности скважин.

Промысловые испытания проходит конструкция оснастки комплекса регулируемого разобщения (КРР) пластов.

Выводы и рекомендации

- 1. Применение системной технологии разработки тонкой нефтяной оторочки пластов AC_{4-8} с бурением ГС на начальном этапе следует считать эффективным.
- 2. Реализация технологической схемы разработки пластов AC_{4-8} с использованием системы ГС осложнена несовершенством применяемых технических средств и технологий их строительства. Наибольшая сложность возникает при определении истинного положения ГС. Телесистемы и инклинометры имеют низкую точность замеров параметров кривизны ствола скважины.
- 3. При незнании положения ГУ в нефтяной оторочке режимы эксплуатации скважин приходится подбирать опытным пу-

тем, что приводит к образованию конусов газа и воды.

- 4. Для определения истинного положения ГУ после спуска эксплуатационной колонны следует выполнять контрольный замер параметров кривизны ствола более точным прибором.
- 5. При моделировании процесса разработки с применением ГС необходимо учитывать возможные отклонения траектории ГУ от проектного положения.
- 6. Оптимальными следует считать следующие положения ГУ в нефтяной оторочке:
- в условиях неконтактной нефти ГУ проводится с пересечением всех нефтенасыщенных прослоев;
- в условиях нефти, контактной с водой,
 ГУ проводится на расстоянии 6 8 м от ВНК;
- в условиях нефти, контактной с газом, ГУ проводится на расстоянии $5-7\ \text{M}$ от ГНК:
- в условиях нефти, контактной с газом и водой, ГУ проводится на расстоянии не менее 5 м от ГНК и ВНК.
- 7. Рекомендуемые дебиты жидкости при вводе ГС в эксплуатацию:
- в условиях неконтактной нефти 100 т/сут;
- в условиях нефти, контактной с водой, $50-100\ \mathrm{T/cyr};$
- в условиях нефти, контактной с газом, и нефти, контактной с газом и водой, 50 т/сут.
- 8. Для обоснования длины горизонтальной части стволов скважин рекомендуется

- выбрать два участка и пробурить на них ГС с длиной хвостовиков 250-300 и 500-600 м.
- 9. Следует более широко применять избирательную перфорацию в зонах повышенных фильтрационных сопротивлений, при отсутствии таких зон - участков стволов скважин, наиболее удаленных от ГНК и ВНК.
- 10. Для уточнения координат кровли пластов и абсолютных отметок ГНК и ВНК в районах бурения ГС необходимо проводить контрольные замеры параметров кривизны ствола гироскопом в ранее пробуренных скважинах.
- 11. Следует отработать технологии повышения качества первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов для снижения скин-эффекта и повышения эксплуатационной надежности конструкции горизонтального забоя.
- 12. Для повышения информативности и достоверности определения пространственного положения ГС, геолого-физических характеристик и работающих интервалов пластов рекомендуется разработать комплекс промыслово-геофизических исследований, позволяющий решить эти задачи.
- 13. Для оценки гидродинамических параметров и состояния околоствольных зон горизонтальных участков следует увеличить объем исследований скважин и повысить уровень их информативности.
- 14. Необходимо обеспечить применение отработанной технологии освоения скважин после бурения заменой глинистого раствора на нефть по всей длине горизонтального ствола скважин с использованием гибкой трубы и определением промысловых параметров скважин (работающих интервалов фильтра, дебита нефти и газа, коэффициента продуктивности).
- 15. Для разработки технологии устойчивого режима фонтанирования ГС необходимо провести комплекс исследований с целью изучения процесса движения газонефтяной смеси (при высоких дебитах газа) в горизонтальных и вертикальных участках стволов скважин.
- 16. Следует решить вопрос оснащения насосных ГС термоманометрическими системами. С применением их апробировать предложенные ТО "СургутНИПИнефть" и другие методы определения давлений на забое скважин.