



Разработка палеозойских отложений на Малоичском нефтяном месторождении



А.Н. ЯНИН,
генеральный директор
ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»
Term@term-pb.ru

М.С. ПАВЛОВ,
заведующий отделом
ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»

Д.Р. ГАЛЕЕВ,
заместитель генерального
директора
– главный геолог
ОАО «Новосибирскнефтегаз»

А.В. БАРЫШНИКОВ,
к.т.н., генеральный директор
ЗАО «Уралнефтесервис»

В Западной Сибири в последние годы отмечается повышение интереса к поискам залежей нефти в глубоководных палеозойских отложениях. При разработке отложений палеозоя на нефтяных месторождениях Западной Сибири проблемным, по сути дела, является весь комплекс вопросов...

DEVELOPMENT OF PALEOZOIC SEDIMENTS ON MALOICHSKOM OIL FIELD

A. JANIN, M. PAVLOV, «Design Bureau «TERM» LLC; **D. GALEEV,** «Novosibirskneftegaz» OJSC
A. BARYSHNIKOV, CJSC «Uralnefteservis»

In Western Siberia in recent years there has been increasing interest in the search for oil deposits in deep-lying Paleozoic sediments. During the development of the Paleozoic sediments in the oil fields of Western Siberia the problem, essentially, is the whole complex of questions...

Keywords: Maloichskom deposits, Paleozoic deposits, oil deposits, analysis of development, forced withdrawal of the fluid, the reservoir recovery

По данным Н.П. Запывалова [1], залежи углеводородов в палеозое (Pz) в Западной Сибири открыты более чем на 100 месторождениях, из них в Томской области – на 28 месторождениях. По данным В.С. Бочкарева (ОАО «СибНАЦ»), к 2013 г. доюрский фундамент Западносибирской синеклизы вскрыли 6 тыс. скважин с проходкой по древним толщам до 3 км. По сведениям АУ ХМАО-Югры «НАЦРН им. В.Н. Шпильмана», доля суммарных извлекаемых ресурсов нефти – исключительно за пределами участков с долгосрочными лицензиями – составляет 11% от общих ресурсов округа. В 2011 г. из пластов доюрского комплекса в ХМАО добыто нефти – 2,524 млн т.

При разработке отложений палеозоя на нефтяных месторождениях Западной Сибири проблемным, по сути дела, является весь комплекс вопросов, а именно:

- создание адекватных трехмерных цифровых моделей объекта [2];
- выбор рациональной плотности сетки и геометрии размещения скважин, в т.ч. и с учетом наличия тектонических нарушений;
- обоснование типа конструкции скважин (наклонно-направленные, горизонтальные и т.д) и схемы их заканчивания;
- целесообразность (нецелесообразность) организации системы ППД;
- выбор оптимальных режимов эксплуатации добывающих скважин;
- целесообразность проведения различного рода ГТМ (форсирование отборов, гидроразрыв пласта и др.);
- прогнозируемая характеристика обводнения залежи, ожидаемый КИН.

Помимо планирования, организации и проведения поисковых и разведочных ра-

бот на объект Pz [3, 4, 5, 6, 7] большой интерес представляет также обобщение опыта разработки указанных отложений. Весьма ценный производственный опыт в этом направлении получен ОАО «Новосибирскнефтегаз» на широко известном и длительно разрабатываемом Малоичском нефтяном месторождении в Новосибирской области, которое было открыто в 1974 г., начало добычи нефти – с 1987 г. разведочной скважиной №2.

Рассматриваемое месторождение расположено в юго-западной части Юрской впадины. Малоичская структура представляет собой антиклиналь, разде-

Разработку пласта предполагалось осуществлять наклонно-направленными скважинами на естественном режиме. Эксплуатационное разбуривание месторождения началось в 2005 г. На балансе предприятия числятся 24 скважины, в т.ч. добывающих – 10, нагнетательных – 1, в ожидании освоения – 2, в консервации – 1, ликвидированных – 5, прочих – 5. За историю в эксплуатации на нефть перебивало 16 скважин.



В динамике добычи нефти можно выделить два основных этапа. Небольшие годовые отборы нефти в первые 18 лет обусловлены периодичностью работы, неустойчивыми дебитами нефти и небольшим количеством (1 – 3 шт.) работающих скважин. На втором этапе после отработки фонтаном скважины переводились на механизированный способ эксплуатации. Это привело к увеличению добычи нефти и обводненности (до 80%) вследствие подтягивания подошвенной воды. С 2004 по 2011 г. на месторождении осуществлялась пробная закачка воды с текущей компенсацией 112 – 19%, накопленная на 1 января 2015 г. – 14%.

ленную на блоки субвертикальными разломами (рис. 1 и 2). Всего выделено девять тектонически экранированных и ограниченных структурных залежей нефти различного очертания и амплитуды. Блоки (залежи) смещены относительно друг друга со средней амплитудой 10 м.

Промышленная нефтеносность участка связана с палеозойскими пластами девонского возраста (карбонатный пласт М – основной объект) и каменноугольного возраста (терригенный пласт M_0), совпадающими в плане. Пласт М, площадью 3522 га, перекрывает пласт M_0 (116 га).

Покрышкой для пласта М служит песчано-глинистая толща тюменской свиты среднеюрского возраста, содержащая в нижней части мощные угольные прослои. Пласт представлен низкопористыми известняками и доломитами разного возраста. Нефтенасыщенная толщина по залежам изменяется – от 4 до 17 м (табл. 1), в среднем – 11,2 м. Тип залежей – массивный. Раздел «нефть-вода» находится на абсолютных отметках (-2717 – 2754 м). Плотность начальных извлекаемых запасов по участкам невелика – от 0,11 до 1 тыс. т/га.

Коллекторы пласта М относятся к трещинно-каверно-поровому типу. Основные фильтрационные свойства обусловлены трещиноватостью коллекторов, емкостные (матричные) – порами и кавернами. Отметим следующий факт: при изучении параметров трещиноватости по стандартным ($d=30$ мм) образцам керн из четырех скважин (№№ 6, 8, 9, 13) получены: трещинная пористость – 1,1% и проницаемость – 1 мД. Это близко к параметрам матричной части коллектора. В то же

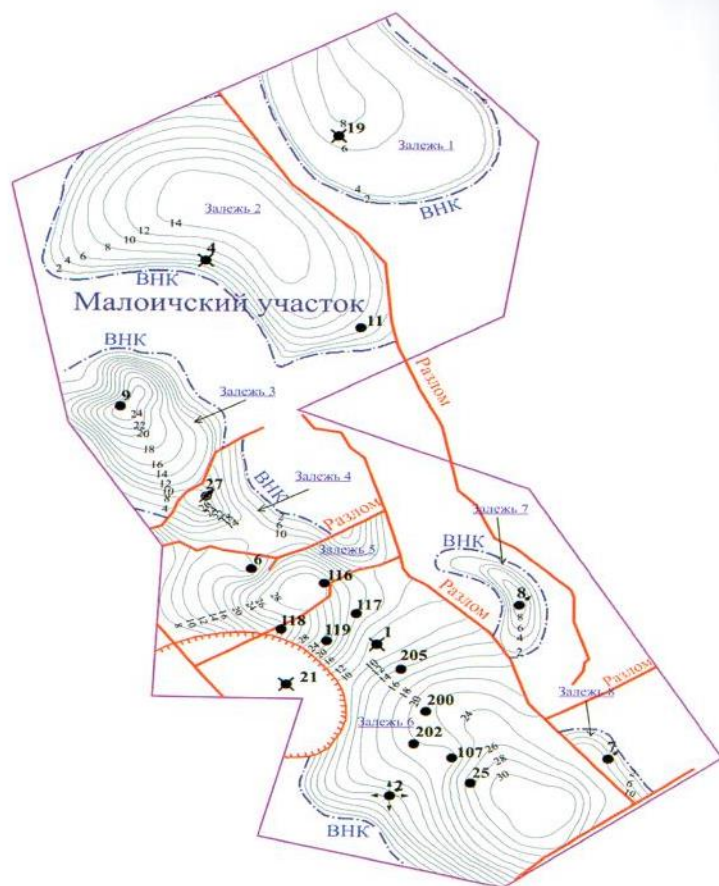


Рис. 1. Карта нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта М

время в результате исследования больших ($d = 80$ мм) шлифов керн из скважины №107 ООО «Сибпетролаб» получены: трещинная пористость – 0,71% и проницаемость – 1270 мД. Неоднозначность параметров трещиноватости пород обусловлена особой сложностью геологического строения объекта исследования.

В 2013 г. ООО «Проектное бюро» ТЭРМ» выполнило новый проектный документ на разработку месторождения. На объекте М предусмотрено размещение скважин по треугольной сетке с расстоянием 830 – 850 м (ПСС – 42 – 69 га). Разработку пласта предполагалось осуществлять наклонно-направленными скважинами на естественном режиме. Эксплуатационное разбуривание месторождения началось в 2005 г. На балансе предприятия числятся 24 скважины, в т.ч. добывающих – 10, нагнетательных – 1, в ожидании освоения – 2, в консервации

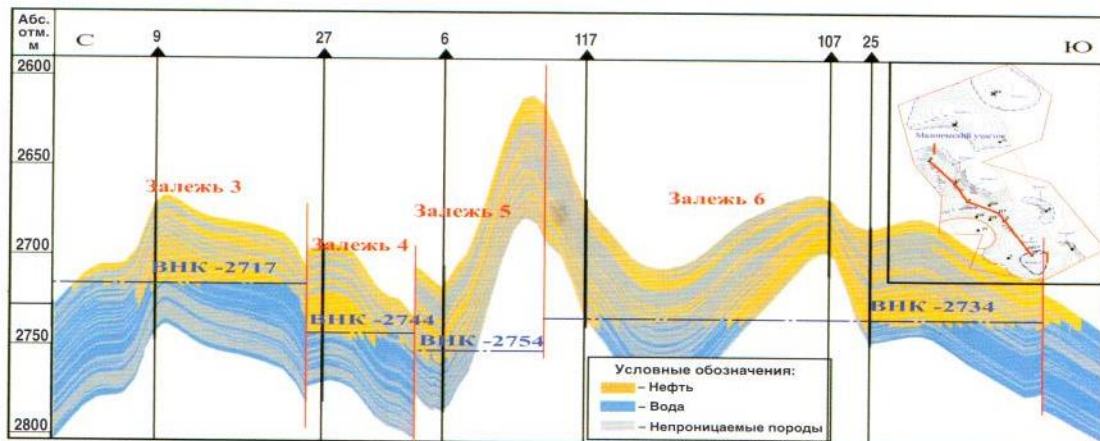


Рис. 2. Геологический разрез пласта М Малоичукского месторождения

Табл. 1. Характеристика параметров залежей нефти пласта М

Параметры	Номер залежи								В целом	
	1	2	3	4	5	6	7	8		
Глубина залегания пласта, м	2824	2839	2807	2830	2852	2848	2887	2794	2794	
Площадь нефтеносности, га	523	904	328	172	346	1109	95	46	3522	
Толщина, м	Эффективная	34,6	40,9	43,3	34,3	29,1	34,8	12,5	26,6	35,9
	Нефтенасыщенная	5,2	9	12,7	5,9	9,7	17,3	4	6,7	11,2
	Водонасыщенная	29,4	31,9	30,6	28,4	19,4	17,5	8,5	19,9	24,7
Соотношение h_e/h_b	0,2	0,3	0,4	0,2	0,5	1,0	0,5	0,3	0,5	
Пористость, %	1,2	3,4	3,4	4,6	3,7	2,8	1,4	1,6	3	
Нефтенасыщенность, %	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
Проницаемость по ГДИ, мД	-	3	26	7	18	29	1	1,4	12	
Песчанистость, %	42	46	46	56	59	54	61	54	52	
Расчлененность, б/р	7	5	14	15	20	12	3	3	11	
Плотность НИЗ, тыс. т/га	0,1	0,6	1	0,5	0,8	1	0,1	0,2	0,7	

– 1, ликвидированных – 5, прочих – 5. За историю в эксплуатации на нефть перебивало 16 скважин.

Максимальный уровень годовой добычи нефти за историю – 147 тыс. т достигнут в 2014 г. при темпе отбора от НИЗ – 7,5%, от ОИЗ – 11,2% (табл. 2). По жидкости максимальный уровень составил – 597 тыс. т при темпе отбора от НИЗ – 30%. Столь высокий темп обеспечен за счет мощного форсажа отборов.

В динамике добычи нефти можно выделить два основных этапа. Небольшие годовые отборы нефти в первые 18 лет обусловлены периодичностью работы, неустойчивыми дебитами нефти и небольшим количеством (1 – 3 шт.) работающих скважин. На втором этапе после отработки фонтаном скважины переводились на механизированный способ эксплуатации. Это привело к увеличению добычи нефти и обводненности (до 80%) вследствие подтягивания подошвенной воды. С 2004 по 2011 гг. на месторождении осуществлялась пробная за-

качка воды с текущей компенсацией 112 – 19%, накопленная на 1 января 2015 г. – 14%.

Накопленная добыча нефти по месторождению составляет 792 тыс. т, жидкости – 2244 тыс. т, ВНФ – 1,83 т/т. Текущий КИН превышает 0,15. По скважинам добыча нефти изменяется от 349 т (скв. 27) до 297 тыс. т (скв. 117), в среднем – 50 тыс. т/скважину. Наилучшие в плане отборов нефти – две скважины отобрали $\frac{2}{3}$ всей добычи нефти, пять худших – 0,7%, остальные девять скважин добыли – 34% нефти.

Представляют интерес характеристика вытеснения нефти (рис. 3), а также показатели эксплуатации за безводный период (БВП). Исходя из данных работы [8], можно заключить, что кривая обводнения Малоичского месторождения тяготеет к кривой – по группе (4), представленной массивными залежами с неблагоприятным соотношением эффективных толщин h_e/h_b , а также долей ВНЗ по площади – 100%.

За БВП в сумме по 9 скважинам добыча нефти составила 316 тыс. т, среднее время безводной работы скважин – 2,4 года, дебит нефти за БВП – 41 т/сут, безводный КИН – 0,06. Известно [8], что между коэффициентами безводной $KIN_{бв}$ и конечной нефтеотдачи КИН пластов имеется зависимость вида:

$$KIN = 0,852 \times KIN_{бв}^{0,292}$$

Согласно этой зависимости при сохранении неизменной системы разработки КИН на Малоичском месторождении может достигнуть 0,376, что близко к утвржденному.

Наилучшие показатели выработки запасов нефти достигнуты по двум залежам – №№6 и 3. Накопленная добыча по ним в сумме составляет 87% от всей добычи по пласту. Текущий КИН здесь ~ 0,22, отбор от НИЗ – 58% при накопленном ВНФ – 1,6 т/т. Темп отбора от НИЗ

этих двух залежей за 2014 г. – 12%, от ТИЗ – 22%, кратность ТИЗ – 5 лет, т.е. темпы извлечения запасов здесь весьма высоки.

С целью улучшения состояния разработки и поддержания уровней добычи нефти на месторождении проводились геолого-технические мероприятия. Однако гидравлический разрыв пласта, обработки призабойной зоны, ремонтно-изоляционные и перфорационные работы не обеспечили требуемой эффективности.

Было также запланировано бурение горизонтальной скважины ($s \Delta L_{гн} - 500$ м) в изученной зоне с плотностью извлекаемых запасов нефти – 1 тыс. т/га и нефтенасыщенной толщиной – 14 м. Однако из-за сложности проходки при большом зенитном угле, надкровельной части пласта М, представленной трещиноватым и хрупким углем, горизонтальная скважина не достигла бурением продуктивного пласта и на-

Табл. 2. Динамика показателей разработки Малоичского месторождения

Годы	Добыча, тыс. т		Накопл. добыча, тыс. т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс. м³		Компенсация отбора закачкой, %		Действующий фонд скважин, шт.		Среднегодовой дебит, т/сут		Приемистость, м³/сут
	нефти	жидкости	нефти	жидкости		годовая	на-копл.	текущая	на-копл.	до-быв.	нагнет.	нефти	жидкости	
1987	2,1	2,1	2	2,1	0					1		21	21	
1988	12,5	12,5	14,6	14,6	0					2		31	31	
1989	3,7	3,9	18,3	18,5	6					1		44	46	
1990	6,3	6,3	24,6	24,9	0					1		65	65	
1991	10,9	10,9	35,5	35,7	0					1		57	57	
1992	13,8	13,8	49,3	49,6	0					1		152	152	
1993	15,1	15,1	64,4	64,6	0,2					4		24	24	
1994	16,9	17	81,3	81,6	0,4					3		20	20	
1995	18,6	18,7	99,9	100,3	0,5					2		37	38	
1996	12,9	13,1	112,8	113,4	0,9					2		28	28	
1997	15,9	16,2	128,8	129,6	1,4					2		34	34	
1998	10,9	11,1	139,6	140,7	2,1					1		31	31	
1999	6,2	7,0	145,8	147,7	12					1		18	21	
2000	3,4	5,7	149,2	153,4	41					1		22	37	
2001	1,6	3,4	150,8	156,8	53					1		11	23	
2002	0,6	1,4	151,4	158,2	54					1		10	22	
2003	0,6	1,8	152	160	69					1		13	40	
2004	5,5	10,7	157,5	170,7	49	15	15	112	6	1	1	23	44	168
2005	50,2	63,6	207,7	234,3	21	14	28	16	9	3	1	119	151	180
2006	19,5	40,8	227,3	275,1	52	28	57	57	15	6	1	30	63	473
2007	15,3	53,8	242,6	328,9	71	40	96	66	22	2	1	19	67	245
2008	48,1	101,9	290,7	430,8	53	50	146	40	26	5	1	35	75	168
2009	114,2	198,9	404,9	629,7	43	79	225	32	28	6	1	62	107	217
2010	57,3	166	462,2	795,6	65	103	328	54	33	5	1	31	89	282
2011	46,8	164,2	509,0	959,9	72	35	363	19	31	5	1	26	92	276
2012	38,9	198,1	548,0	1157,9	80		363		26	7		22	110	
2013	96,4	489,6	644,4	1647,5	80		363		19	6		40	204	
2014	147,3	596,5	791,7	2244	75		363		14	7		66	267	

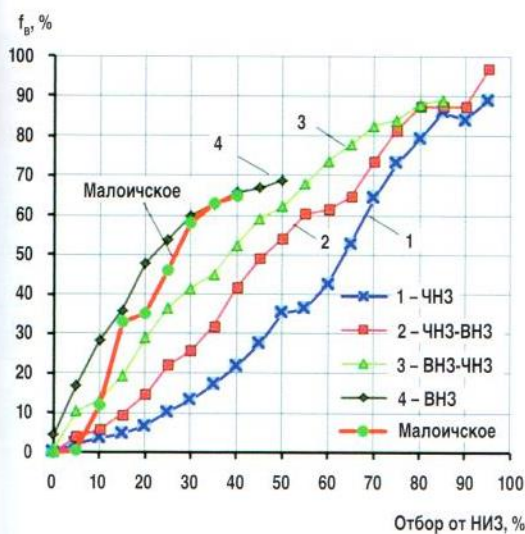


Рис. 3. Зависимость текущей обводненности от отбора запасов нефти [8]

ходится в консервации. Наиболее эффективным в плане увеличения текущей добычи нефти на Малоичском месторождении оказалось проведение работ по массивному форсажу отборов жидкости (ФОЖ) на существующем фонде скважин (табл. 3). Обычно под ФОЖ понимают [9] увеличение отбора жидкости из скважин не менее чем на 20 – 25%. На Малоичском же месторождении, по сути дела, был организован фактически «суперфорсаж» отборов жидкости.

По рассмотренным 6 скважинам была произведена замена ЭЦН: скв. №117 – ЭЦН-160 на ЭЦН-770; скв. №9 – с ЭЦН-80 на ЭЦН-770; скв. №107 – с ЭЦН-160 на ЭЦН-320; скв. №6 – с ЭЦН-125 на ЭЦН-320; скв. №25 – с ЭЦН-80 на ЭЦН-400; скв. №11 – с ЭЦН-59 на ЭЦН-80. Из динамики основных показателей при форсировании отбора жидкости следует, что сначала происходит увеличение дебита скважин по нефти и жидкости.

Табл. 3. Этапы работ по форсированию отборов жидкости в скважинах

Номер скважины	Типо размер ЭЦН	Периоды (месяц, год)	Средние показатели			
			$P_{зab}$ МПа	$q_{ж}$ т/сут	q_n т/сут	Обводненность, %
117	160-2100	Апрель 2011 – май 2013	15,8	187	69	63
	400-2810	Июнь – сентябрь 2013	14,5	428	137	68
	700-2000	Октябрь 2013 – апрель 2014	12,7	686	220	68
	770-1800	Май – декабрь 2014	12,2	649	221	66
9	80-2100	Июнь – декабрь 2012	18,7	50	8	84
	160-2680	Январь – апрель 2013	20,4	70	24	66
	320-2600	Май 2013 – февраль 2014	14,9	428	86	80
	770-1600	Март – май 2014	11,1	592	77	87
107	500-2100	Июнь – декабрь 2014	12	597	54	91
	160-2100	Август 2011 – декабрь 2012	19,8	165	20	88
	250-2860	Январь – июнь 2013	11,8	204	45	78
	320-2600	Июль – сентябрь 2013	12,5	271	16	94
6	250-2730	Октябрь 2013 – июнь 2014	6,3	198	6	97
	200-2700	Июль – декабрь 2014	6,3	222	9	96
	125-2100	Май 2010 – ноябрь 2012	17,1	125	5	96
	320-2140	Декабрь 2012 – июнь 2013	14,2	253	20	92
25	250-2750	Июль – октябрь 2013	6,6	255	13	95
	200-2700	Ноябрь 2013 – апрель 2014	7,8	194	10	95
	80-2680	Январь – март 2013	12,7	179	16	91
	400-2500	Апрель – август 2013	7,8	249	10	96
11	200-2700	Сентябрь 2013 – июнь 2014	5,3	103	3	97
	59-2700	Май 2010 – декабрь 2012	9,4	25	8,5	66
	50-2200	Январь – май 2013	8,8	37	16	57
	80-2900	Июнь – декабрь 2013	7,2	29	11,9	59
	35-2750	Январь – февраль 2014	11,4	39	9	77
	50-2710	Февраль – декабрь 2014	4,2	43	11,2	74

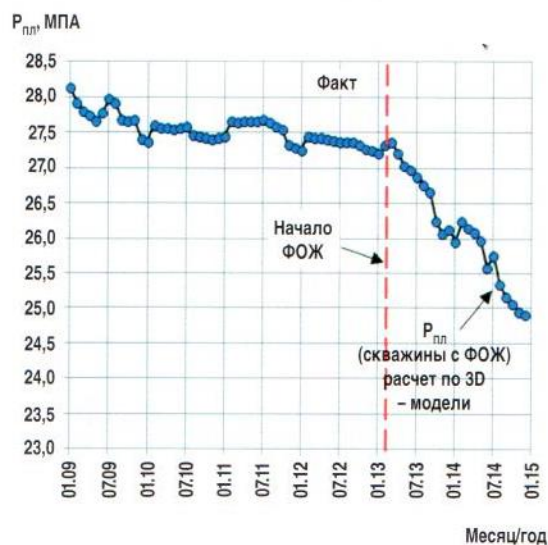


Рис. 4. Динамика пластового давления

Наилучшие показатели выработки запасов нефти достигнуты по двум залежам – №№6 и 3. Накопленная добыча по ним в сумме составляет 87% от всей добычи по пласту. Текущий КИН здесь – 0,22, отбор от НИЗ – 58% при накопленном ВНФ – 1,6 т/т. Темп отбора от НИЗ этих двух залежей за 2014 г. – 12%, от ТИЗ – 22%, кратность ТИЗ – 5 лет, т.е. темпы извлечения запасов здесь весьма высоки.

Однако по некоторым скважинам период повышения дебита нефти оказался непродолжителен.

Из табл. 3 видно, что по «этапам» ФОЖ получены следующие показатели:

- среднее $P_{зab}$ до ФОЖ составляло 15,6 МПа, в конце этапа ФОЖ – 8 МПа, т.е. фактически оно было снижено вдвое;

- средний дебит жидкости до ФОЖ – 122 т/сут, в конце этапа ФОЖ – 301 т/сут, рост – в 2,5 раза;

- средний дебит нефти до ФОЖ – 21 т/сут, в конце этапа ФОЖ – 51,4 т/сут, рост – в 2,45 раза;

- обводненность до ФОЖ – 82,8%, в конце этапа ФОЖ – 82,9%.

По трем скважинам (№№6, 25, 207), вследствие роста обводненности (до 94 – 96%), была проведена «реоптимизация» режимов работы скважин путем уменьшения типоразмеров ЭЦН по подаче – в 1,7 раза.

Разработка месторождения ведется на естественном режиме. На основе гидродинамической модели пласта М, адаптированной к истории разработки, спрогнозирована динамика пластового давления на контурах зон дренирования скважин с ФОЖ (рис. 4). Форсирование отборов за 19 месяцев привело к снижению пластового давления на 2,5 МПа (9%) – с 27,4 до 24,9 МПа.

В целом успешно выполненными работ по ФОЖ, проведенных в 2013 – 2014 гг. оказалась очень высокой (табл. 4), в основном, за счет двух скважин.

Табл. 4. Результаты форсирования отборов жидкости по 6 скважинам

Номер скважины	Дата начала ФОЖ в 2013г.	Количество оптимизаций	Нефтен. толщина, м	Показатели до ФОЖ			После ФОЖ /за 3 месяца/			Кратность роста, раз		Дополн. добыча нефти за счет ФОЖ, тыс.т
				q _ж , т/сут	q _н т/сут	f _в , %	q _ж , т/сут	q _н т/сут	f _в , %	q _ж	q _н	
117	Май	4	16	203	52	74	466	128	73	2,3	2,5	80
9	Февраль	5	24,5	52	12	77	245	86	65	4,7		43
107	Февраль	4	19,2	160	12	93	217	56	74	1,4	4,7	7
6	Декабрь 2012	4	14	134	5	96	264	22	92	2,0	4,4	5,4
11	Февраль	5	7,2	25	9	64	39	18		1,6	2,0	1,6
25	Март	3	4,8	111	10	91	326	18	94	2,9	1,8	0,7
Итого		25	85,7	685	100	85	1557	328	79	-	-	137,7
В среднем		4	14,3	114	16,7	85	260	55	79	2,3	3,3	23

Табл. 5. Постатный прогноз КИН по активным запасам /Залежи 3, 5, 6/ по характеристике вытеснения С.Н. Назарова

Параметры	Оценка НИЗ по характеристике вытеснения				
	2007-2008 гг.	2009-2010 гг.	2011-2012 гг.	2013-2014 гг.	За 2014 г.
НИЗ, тыс.т	345	802	707	1172	1640
КИН, доли ед.	0,09	0,109	0,185	0,306	0,428

Из табл. 4 можно сделать следующие выводы:

1) за счет ФОЖ удалось увеличить (данные – за 3 месяца после ФОЖ) средний дебит жидкости в 2,3 раза – с 114 до 260 т/сут, а нефти в 3,3 раза – с 17 до 55 т/сут;

2) в процессе ФОЖ средняя обводненность снизилась на 6% – с 85 до 79% (за 3 месяца);

3) дополнительная добыча нефти за счет форсирования отборов жидкости оценивается в 138 тыс. т (или 23 тыс.т/скв.) за срок действия эффекта;

4) основной эффект (123 тыс. т – или 89%) в виде дополнительной добычи нефти обеспечен двумя скважинами №№9,117. По остальным четырем удельная дополнительная добыча нефти за счет ФОЖ была невелика – 3,68 тыс.т/скважину.

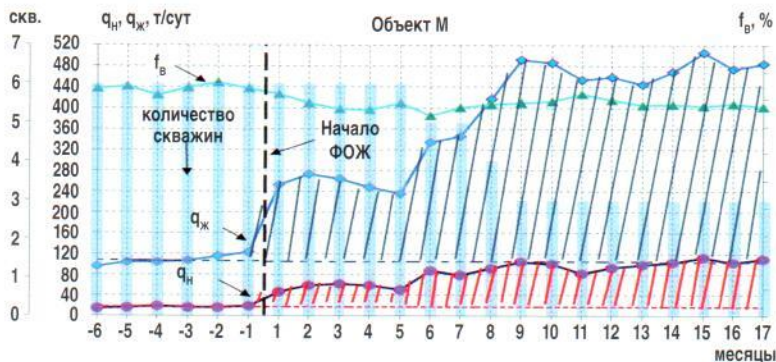


Рис. 5. Динамика усредненных показателей 6 скважин с ФОЖ

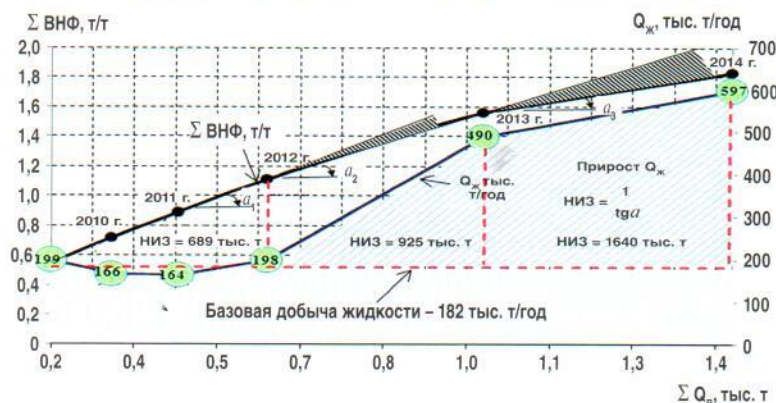


Рис. 6. Прогноз НИЗ на этапах ФОЖ (по характеристике С.Н. Назарова)

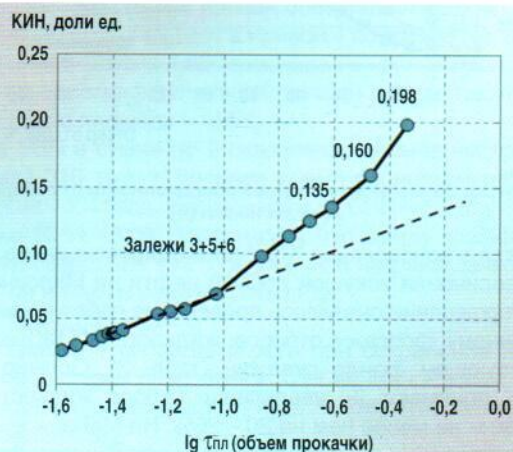


Рис. 7. Зависимость КИН от логарифма степени прокачки жидкости через поровой объем залежей (№№3, 5, 6)

Для удобства восприятия результатов ФОЖ динамика дебитов нефти и жидкости была усреднена по скважинам и в графическом виде приведена к нулевой точке – на оси абсцисс (рис. 5). Таким образом, были исключены факторы одновременности ввода скважин и наличия простоев в их работе.

На рис. 5 видно, что в среднем по шести скважинам удалось значительно увеличить дебит жидкости и нефти. Однако по трем скважинам (№№ 11, 25, 107) через 6 – 8 месяцев эффект от влияния форсажа был исчерпан. Это своеобразно отразилось на динамике дебита жидкости, который увеличился с 240 до 480 т/сут и нефти – с 50 до 105 т/сут. Рост связан с тем, что оставшиеся в работе три скважины имели более высокие дебиты, чем выбывшие.

Для предварительной оценки влияния форсированного отбора жидкости на величину извлекаемых запасов нефти по месторождению построили характеристику вытеснения по С.Н. Назарову: $\Sigma ВНФ = f(\Sigma Q_в)$. При этом НИЗ оценивался как величина, обратная $\text{tg} \alpha$ на графике (рис. 6). Видно, что наращивание годовых отборов жидкости со 182 тыс. т (среднее за 2009 – 2012 гг.) до 490 тыс. т (в 2013 г.) увеличивает НИЗ – с 689 до 925 тыс. т, или в 1,34 раза. Дальнейшее форсирование отборов жидкости до – 597 тыс. т в 2014 г. сопровождается ростом НИЗ – до 1640 тыс. т, или в 2,4 раза по сравнению с базовой оценкой за 2009 – 2012 гг. (при незначительном изменении фонда скважин).

Можно предположить, что если линейность зависимости $\Sigma ВНФ = f(\Sigma Q_в)$ в дальнейшем сохранится, то утвержденный КИН (от активных НГЗ – 3829 тыс. т) будет достигнут.

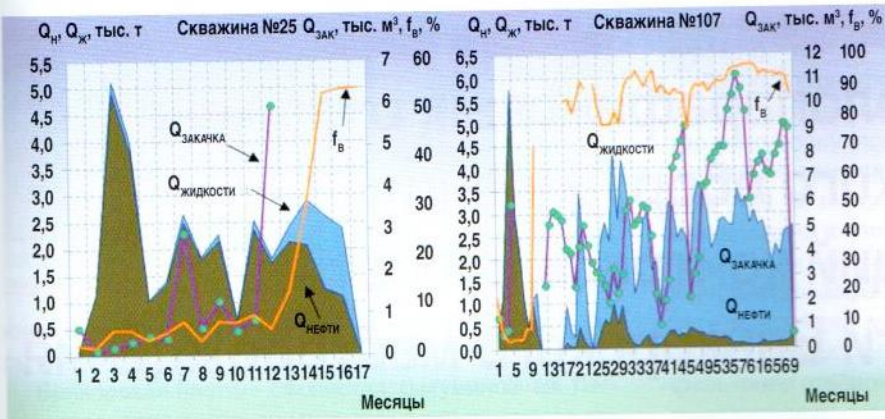


Рис. 8. Сопоставление добычи, обводненности добывающих скважин №25, 107 и закачки воды в нагнетательную скважину №2

Для демонстрации тренда увеличения текущей нефтеотдачи за счет проведенного ФОЖ (по трем залежам №№3, 5, 6) построена зависимость КИН от степени прокачки (рис. 7). Видно, что зависимость (по последним двум точкам) отклоняется вверх, что свидетельствует о вовлечении дополнительных запасов нефти за счет ФОЖ.

Интерес представляет также анализ применения заводнения в условиях трещинно-каверно-порового типа коллектора пласта М. В июле 2004 г. на Малоичском месторождении осуществлен перевод под закачку воды скважины №2. Она равноудалена (на 1 км) от ближайших добывающих скважин №№ 25 и 107, а расстояние между последними составляет 430 м. Отметим, что интервалы пласта, принимающие воду в нагнетательной скважине №2, расположены ниже последнего нефтенасыщенного пропластка в скважинах: №107 – на 17 м и №25 – на 32 м.

Из рис. 8 видно, что выраженного увеличения добычи жидкости в добывающих скважинах при растущих объемах закачки подтоварной воды не наблюдается. Очевидно, закачиваемая в скважину №2 вода попадает в подошвенную часть залежи, не оказывая влияния на работу соседних добывающих скважин.

Выводы

1. Выполненное в 2013 – 2014 гг. по Малоичскому месторождению форсирование отборов жидкости характеризуется высокой эффективностью. ФОЖ обеспечил рост дебитов нефти с 16,7 до 55 т/сут, дебита жидкости со 114 до 260 т/сут при снижении обводненности с 85 до 79%. Кратность роста дебита жидкости за счет ФОЖ составила 2,3 раза, по нефти – 3,3 раза.

2. Объем дополнительной добычи нефти за счет ФОЖ оценивается в 138 тыс. т, или 77% от суммарной добычи нефти за рассматриваемый период (19 месяцев) времени. Ожидается прирост КИН за счет проведенного ФОЖ.

3. Результативность ФОЖ характеризуется существенной избирательностью по скважинам. Из 6 рассмотренных скважин основной эффект (89%) по накопленной добыче нефти получен по двум скважинам. По остальным четырем эффект по добыче нефти за счет ФОЖ – незначителен.

4. Динамика пластового давления в зоне дренирования добывающих скважин в период проведения ФОЖ на естественном режиме – вполне удовлетворительная, что свидетельствует о наличии активной подошвенной водоносной области.

Литература

1. Запывалов Н.П. К 50-летию освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции // Горные ведомости. 2013. №4. С.94 – 99.
2. Пыльник С.В., Шапоренко С.Н., Бабов В.Н. и др. Создание геологической модели трещинных карбонатных коллекторов фундамента Западной Сибири с использованием данных 3Д-сейсмики // Вестник ЦКР Роснедра. 2012. №3. С.14 – 21.
3. Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты / Под редакцией Э.Э. Фотиади и В.С. Суркова. Тр.СНИИГТИМС, вып.76. Л.: Недра, 1971. 208 с.
4. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бакхарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. 163 с.
5. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента. М.: Изд-во «Техника», ТУМА ГРУПП, 2003. 176 с.
6. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: ВНИГНИ, 2004. 214 с.
7. Поспелов В.В. Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 260 с.
8. Янин А.Н. О взаимосвязи коэффициентов безводной и конечной нефтеотдачи пластов по промысловым данным // Бурение и нефть. 2011. №10. С. 24 – 26.
9. Казаков А.А. Пути повышения эффективности форсированного отбора жидкости (обзорная информация) // М. ВНИИОЭНГ. 1986. Вып. 6. С.45.

Literature

1. Zapivalov N.P. The 50th anniversary of the exploration of the West Siberian oil and gas province // Mining Gazette. 2013. No.4. Pp. 94 – 99.
2. Pyl'nik S.V., Shaporenko S.N., Babov V.N. etc. The formation of a geological model for fractured carbonate reservoirs of the Foundation of Western Siberia using data from 3-D seismic survey // Bulletin of the CKR Rosnedra. 2012. No.3. Pp.14 – 21.
3. The geological structure of the basement of the West Siberian plate / Under the editorship of E.E. Fotiadi and V.S. Surkov. Works of SNIIGGIMS, vol.76. Leningrad: Nedra, 1971. P. 208.
4. Elkin E.A., Krasnov V.I., Bakharev N.K. etc. Stratigraphy of Siberian oil and gas pools. Western Siberia Paleozoic Novosibirsk: publishing house. SB RAS, branch «GEO», 2001. P.163.
5. Schuster, V.L., Levyant V.B., Ellanskiy M.M. Oil-and-gas content of the foundation. M.: publishing house. «Technique», TUMA GROUPS, 2003. 176 p.
6. Kleshchev K.A., Shein V.S. Oil-and-gas content potential of the West Siberian foundation. M: VNI GNI, 2004. P. 214.
7. Pospelov V.V. Crystalline foundation: geological-geophysical methods for the study of oil reservoir and oil-and-gas content potential. Moscow-Izhevsk: Institute of computer science; NIC «Regular and chaotic dynamics», 2005. P.260.
8. Janine A.N. On the relationship of the coefficients the anhydrous and ultimate oil recovery field data // Drilling and oil. 2011. No. 10. Pp. 24 – 26.
9. Kazakov A.A. Ways to improve the efficiency of the forced fluid sampling (overview) // M. VNIIOENG. 1986. Edition 6. P.45. ■

Ключевые слова: Малоичское месторождение, палеозойские отложения, залежи нефти, анализ разработки, форсированный отбор жидкости, нефтеотдача пласта