

УДК 338.314+622.276.6

**В.Н. Петров<sup>1</sup>**, e-mail: petrov@tatnipi.ru; **И.Н. Хакимзянов<sup>1</sup>**; **А.Ф. Яртиева<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» (Бугульма, Россия).

## Технико-экономическая оценка перспективы закачки горячей воды на отложения бобриковского горизонта Северо-Салдакаевского поднятия Черноозерского нефтяного месторождения

Большое значение при проектировании высоковязких нефтяных залежей имеет технико-экономическое обоснование методов воздействия на эксплуатационный объект, от которого зависит выбор рентабельного варианта разработки. Одним из перспективных считается тепловой метод, а именно – закачка горячей воды, которую применяют на ранней стадии разработки месторождений. В качестве опытного участка для организации закачки горячей воды была выбрана залежь бобриковского горизонта Северо-Салдакаевского поднятия Черноозерского месторождения (Республика Татарстан, Россия) с планируемым бурением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 200 м. Для определения эффективности закачки горячей воды рассмотрены два варианта разработки опытного участка: с организацией системы поддержания пластового давления путем закачки сточной (холодной воды) и с закачкой горячей воды при температуре 80 °С.

На основании анализа результатов геолого-гидродинамического моделирования показано, что к концу разработки коэффициент извлечения нефти достигнет: по варианту 1 – 0,417 д. ед.; по варианту 2 – 0,432 д. ед., что выше на 0,015 д. ед. Закачка горячей воды позволяет повысить температуру пласта до 58 °С в районе добывающих скважин, снизить вязкость нефти и тем самым повысить коэффициент извлечения нефти на 3,6 % и дополнительно отобрать 48 тыс. т нефти. Продолжительность эффекта от закачки горячей воды составит 28 лет. Таким образом, с экономической точки зрения закачка горячей воды с помощью индукционного водонагревателя менее выгодна, чем традиционная закачка сточной (холодной) воды.

**Ключевые слова:** нефтяная залежь, продуктивный пласт, температура, закачка горячей воды, скважина, коэффициент извлечения нефти.

.....

**V.N. Petrov<sup>1</sup>**, e-mail: petrov@tatnipi.ru; **I.N. Khakimzyanov<sup>1</sup>**; **A.F. Yartiev<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> TatNIPIneft PJSC «Tatneft» (Bugulma, Russia).

## Feasibility Study of Hot Water Pumping Prospects for Bobrikovian Deposits of North-Saldakayevsk Uplift in the Chernoozerskoe Oil Field

In designing of highly viscous oil deposits a great role is paid by feasibility study of enhanced recovery influencing the choice of cost-efficient development methods. One of the most perspective method is considered to be a thermal one, namely – hot water pumping used at the early field development stage. The Bobrikovian deposits of North-Saldakayevsk uplift in the Chernoozerskoe oil field (Tatarstan Republic, Russia) was chosen as an experimental ground for the process arrangement where it was planned to carry out drilling of wells with 200 m uniform triangular spacing. To determine hot water pumping efficiency two options of the development pattern for the experimental ground were considered: with arrangement of formation pressure maintenance system by waste water (cold) injection and by hot water pumping at the temperature of 80 °C. Basing on the analysis of geological and hydrodynamic model data it is shown that by the final stage of development the oil recovery factor will be: option 1 – 0,417 unit fractions; option 2 – 0,432 unit fractions, which is higher by 0,015 unit fractions. Hot water pumping allows the formation temperature to be increased up to 58 °C in the area of producing wells, oil viscosity to be reduced and thus oil recovery factor to be enhanced by 3,6 %, as well as 48 thousands of oil to be additionally recovered. The effect of hot water pumping will last 28 years. Thus, it is less economically sound to pump hot water using an inductive water heater than to use conventional pumping of waste (cold) water.

**Keywords:** petroleum deposit, pay formation, temperature, hot water pumping, borehole, oil recovery factor.

При проектировании разработки высоковязких нефтяных залежей большую роль играет технико-экономическое обоснование методов воздействия на эксплуатационный объект. Одним из перспективных считается тепловой метод разработки залежей высоковязкой нефти, а именно – закачка горячей воды. Метод закачки горячей воды в продуктивные пласты применяют на ранней стадии разработки месторождений. Основным критерием для выбора данного метода является высокая вязкость нефти в пласте [1].

При закачке горячей воды в зоне, не охваченной тепловым воздействием, нефть вытесняется водой в изотермических условиях, а в нагретой зоне, в которой температура изменяется от температуры пласта до температуры воды на забое скважины, – в неизотермических. При этом понижается вязкость нефти, улучшается соотношение подвижностей нефти и воды, происходит тепловое увеличение объема нефти и ослабление молекулярно-поверхностных сил. Все это приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН) [2].

В качестве опытного участка для организации закачки горячей воды была выбрана залежь бобриковского горизонта Северо-Салдакаевского поднятия Черноозерского месторождения с планируемым бурением скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 200 м. На залежи пробурена одна добывающая скважина № 1350. Общий вид гидродинамической модели на примере куба начальной нефтенасыщенности представлен на рис. 1.

Залежь нефти бобриковского горизонта характеризуется следующими геолого-физическими параметрами (табл. 1). Выбранный опытный участок предполагается разрабатывать бурением 27 добывающих скважин и переводом под закачку воды шести добывающих скважин (рис. 2).

Рассмотрены два варианта разработки опытного участка отложений бобриковского горизонта.

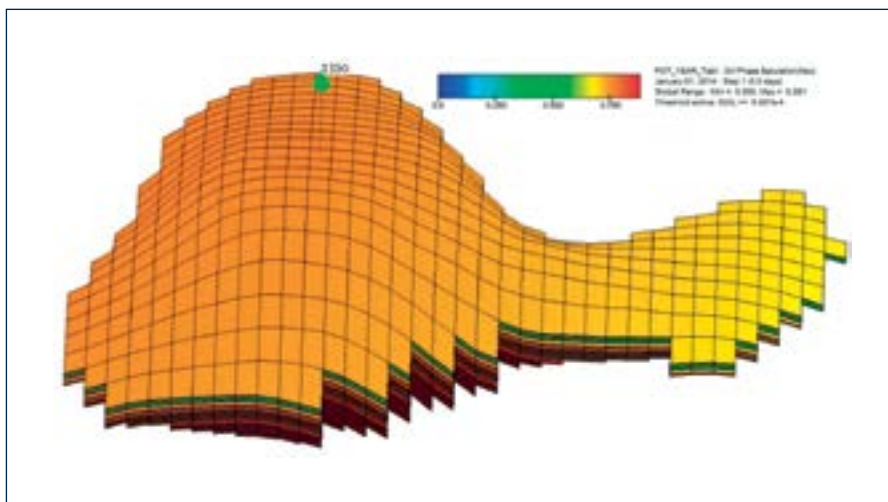


Рис. 1. Внешний вид гидродинамической модели бобриковских отложений Черноозерского месторождения

Fig. 1. Appearance of the hydrodynamic model for Bobrikovsk deposits in Chernoozersk field



Рис. 2. Распределение поля нефтенасыщенности и расчетная сетка скважин

Fig. 2. Distribution of hydrocarbon saturation pattern and designed spacing pattern

Для цитирования (for citation):

Петров В.Н., Хакимзянов И.Н., Яртиев А.Ф. Техничко-экономическая оценка перспективы закачки горячей воды на отложения бобриковского горизонта Северо-Салдакаевского поднятия Черноозерского нефтяного месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 5. С. 56–60.

Petrov V.N., Khakimzyanov I.N., Yartiev A.F. Feasibility Study of Hot Water Pumping Prospects for Bobrikovian Deposits of North-Saldakayevsk Uplift in the Chernoozerskoye Oil Field. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 5, P. 56–60. (In Russ.)

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика бобриковского горизонта

Table 1. Geological-and-physical characteristics of Bobrikovsk horizon

№ п/п No.	Параметры Parameters	C <sub>1,bb</sub>
1	Средняя глубина залегания кровли, м Average top occurrence depth, m	1362
2	Абсолютная отметка водонефтяного контакта, м Datum of oil-water contact, m	-1258...-1231
3	Тип залежей Type of deposits	Пластово-сводовые литологически ограниченные Stratal-arc lithologically confined
4	Тип коллектора Reservoir type	Терригенный Terrigenous
5	Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup> Area of oil-and-gas content, thousands m <sup>2</sup>	1257,0
6	Средняя общая толщина, м Average total thickness, m	38,0
7	Коэффициент пористости, д. ед. Porosity factor, unit fractions	0,24
8	Коэффициент нефтенасыщенности чисто нефтяной зоны, д. ед. Oil saturation factor of fully oil zone, unit fractions	0,89
9	Проницаемость, мкм <sup>2</sup> Permeability, μ <sup>2</sup>	0,873
10	Коэффициент песчаности, д. ед. Sand content index, unit fractions	0,746
11	Расчлененность, ед. Average number of permeable intervals, units	2,8
12	Начальная пластовая температура, °С Initial formation temperature, °C	25
13	Начальное пластовое давление, МПа Initial formation pressure, MPa	13,6
14	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с In-situ oil viscosity, mPa·s	379,06
15	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup> In-situ oil density, g/cm <sup>3</sup>	0,938
16	Объемный коэффициент нефти, д. ед. Oil volume factor, unit fractions	1,001÷1,0235
17	Давление насыщения нефти газом, МПа Bubble-point pressure, MPa	1,8
18	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т Gas content, m <sup>3</sup> per tonne	4,66
19	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с In-situ water viscosity, mPa·s	1,6
20	Плотность воды в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup> Surface water density, g/cm <sup>3</sup>	1,17
21	Коэффициент вытеснения (водой), д. ед. Displacement factor (with water), unit fractions	0,578
22	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут·МПа Productivity factor, m <sup>3</sup> /day·MPa	2,83

Вариант 1 предусматривает разработку с организацией системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки сточной (холодной воды) в шесть добывающих скважин – № 10, 12, 20, 22, 24, 26 (рис. 2).

Согласно варианту 2 в отличие от варианта 1 вместо закачки сточной (холодной воды) планируется закачка горячей воды в скважины № 2, 10, 22, (рис. 2). Проведена технико-экономическая

оценка эффективности опытно-промышленных работ по разработке отложений бобриковского горизонта путем сопоставления прогнозных технологических показателей по двум вариантам. По результатам геолого-гидродинамического моделирования в конце разработки коэффициент извлечения нефти достигнет: в варианте 1 – 0,417 д. ед., в варианте 2 – 0,432 д. ед., что выше на 0,015 д. ед.

Закачка горячей воды (80 °С) позволяет повысить температуру пласта до 58 °С и в районе добывающих скважин № 6, 7, 9, 11, 14, 15, 16, 21, 23, 25, 29, 30, 31, 32, 1350 снизить вязкость нефти, тем самым повысить КИН на 3,6 % и дополнительно отобрать 48 тыс. т нефти (рис. 3).

В варианте 2 происходит увеличение извлекаемых запасов на одну добывающую скважину на 3,5 %, однако при этом на 7,7 % также увеличивается

Таблица 2. Основные технико-экономические показатели

Table 2. Key progress data

Годы Years	Добыча нефти, тыс. т Oil production, thousand tonnes		Выручка от реализации нефти, млн руб. Oil sales proceeds, mRub		Нефтеперерабатывающие станции и основные производственные фонды Oil refining stations and basic production assets				Капитальные вложения, млн руб. Capital investments, mRub		Эксплуатационные расходы, млн руб. Operating expenses, mRub		Себестоимость нефти, руб/т Oil cost, Rubles per ton		Дисконтированная чистая прибыль при ставке 15 %, млн руб. Discount net profit at 15 % rate, mRub		Чистый дисконтированный доход при ставке 15 %, млн руб. NPV at 15 % rate, mRub		Накопленный чистый дисконтированный доход при ставке 15 %, млн руб. Accrued discount net profit at 15 % rate, mRub		Дисконтированный доход государства при ставке 15 %, млн руб. Discount state revenue at 15 % rate, mRub	
	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2	Var. 1 Var. 1	Var. 2 Var. 2
1	41,2	41,2	584	584	64,4	111,0	452,9	507,9	215	221	5216	5368	223	219	-78	-119	-78	-119	237	236		
2	108,5	108,5	1536	1536	53,2	99,7	364,0	418,9	462	475	4254	4374	565	559	391	356	314	237	524	523		
3	131,0	131,0	1856	1856	6,5	6,5	6,5	6,5	539	603	4116	4605	602	573	655	633	969	870	551	545		
4	117,9	118,2	1669	1673	6,1	6,1	6,1	6,1	499	602	4233	5094	465	426	512	479	1481	1348	429	421		
5	105,7	106,6	1497	1509	2,4	2,4	2,4	2,4	454	553	4296	5191	361	331	403	378	1885	1727	334	329		
6	94,8	96,1	1343	1361	2,4	2,4	2,4	2,4	421	516	4435	5367	275	252	312	293	2197	2020	259	256		
7	85,1	86,7	1205	1227	2,4	2,4	2,4	2,4	390	482	4587	5559	211	193	243	229	2440	2249	200	199		
8	76,3	78,2	1081	1107	2,4	2,4	2,4	2,4	363	451	4755	5771	162	147	190	179	2630	2427	155	155		
9	68,5	70,5	969	998	2,4	2,4	2,4	2,4	290	374	4237	5308	133	122	145	137	2776	2564	123	122		
10	61,4	63,6	869	900	2,4	2,4	2,4	2,4	230	311	3750	4886	109	100	111	105	2887	2669	97	97		
11	55,1	57,3	780	812	2,4	2,4	2,4	2,4	206	279	3731	4863	85	78	86	80	2973	2749	76	76		
12	49,4	51,7	700	732	2,4	2,4	2,4	2,4	184	251	3723	4847	66	62	66	62	3039	2811	59	60		
13	44,3	46,6	628	660	2,4	2,4	2,4	2,4	169	234	3810	5018	51	47	51	47	3090	2858	46	47		
14	39,7	42,0	563	595	2,4	2,4	2,4	2,4	155	219	3909	5218	39	36	39	36	3129	2894	36	36		
15	35,6	37,9	504	537	2,4	2,4	2,4	2,4	144	207	4030	5463	30	28	30	28	3160	2922	28	28		
16	31,9	34,2	452	484	2,4	2,4	2,4	2,4	133	197	4170	5757	24	21	24	21	3183	2943	22	22		
17	28,6	30,8	406	437	2,4	2,4	2,4	2,4	124	189	4331	6118	18	16	18	16	3202	2959	17	17		
18	25,7	27,8	364	394	2,4	2,4	2,4	2,4	116	183	4520	6576	14	12	14	12	3216	2971	13	13		
19	23,0	25,1	326	355	2,4	2,4	2,4	2,4	109	180	4746	7183	11	9	11	9	3226	2980	10	10		
20	20,6	22,6	292	320	2,4	2,4	2,4	2,4	104	181	5026	8021	8	6	8	6	3234	2986	8	8		
21	18,5	20,4	262	289	2,4	2,4	2,4	2,4	100	188	5380	9213	6	4	6	4	3240	2989	6	6		
22	16,6	18,4	235	260	2,4	2,4	2,4	2,4	96	194	5776	10 546	4	2	4	2	3245	2991	5	5		
23	14,9	16,6	211	235	2,4	2,4	2,4	2,4	94	210	6324	12 675	3	1	3	1	3248	2992	4	3		
24	13,3	15,0	189	212	2,4	2,4	2,4	2,4	96	251	7220	16 777	2	-1	2	-1	3250	2991	3	2		
25	12,0	13,5	169	191	2,4	2,4	2,4	2,4	92	245	7693	18 156	2	-1	2	-1	3252	2989	2	2		
26	10,7	12,2	152	172	2,4	2,4	2,4	2,4	88	241	8238	19 810	1	-2	1	-2	3253	2988	2	2		
27	9,6	11,0	136	155	2,4	2,4	2,4	2,4	85	239	8877	21 832	1	-2	1	-2	3254	2986	1	1		
28	8,6	9,9	122	140	2,4	2,4	2,4	2,4	83	241	9636	24 369	1	-2	1	-2	3254	2984	1	1		
29	7,7	8,9	110	126	2,4	2,4	2,4	2,4	82	247	10 558	27 659	0	-2	0	-2	3255	2983	1	1		
30	6,9	8,0	98	114	2,4	2,4	2,4	2,4	81	258	11 718	32 121	0	-2	0	-2	3255	2981	1	1		
31	6,2	7,3	88	103	2,4	2,4	2,4	2,4	82	280	13 257	38 576	0	-2	0	-2	3255	2979	0	0		
Всего	1370	1418	19 396	20 074	194	287	893	1003	6286	9301	4590	6561	3473	3229	3255	2979	3255	2979	3247	3225		



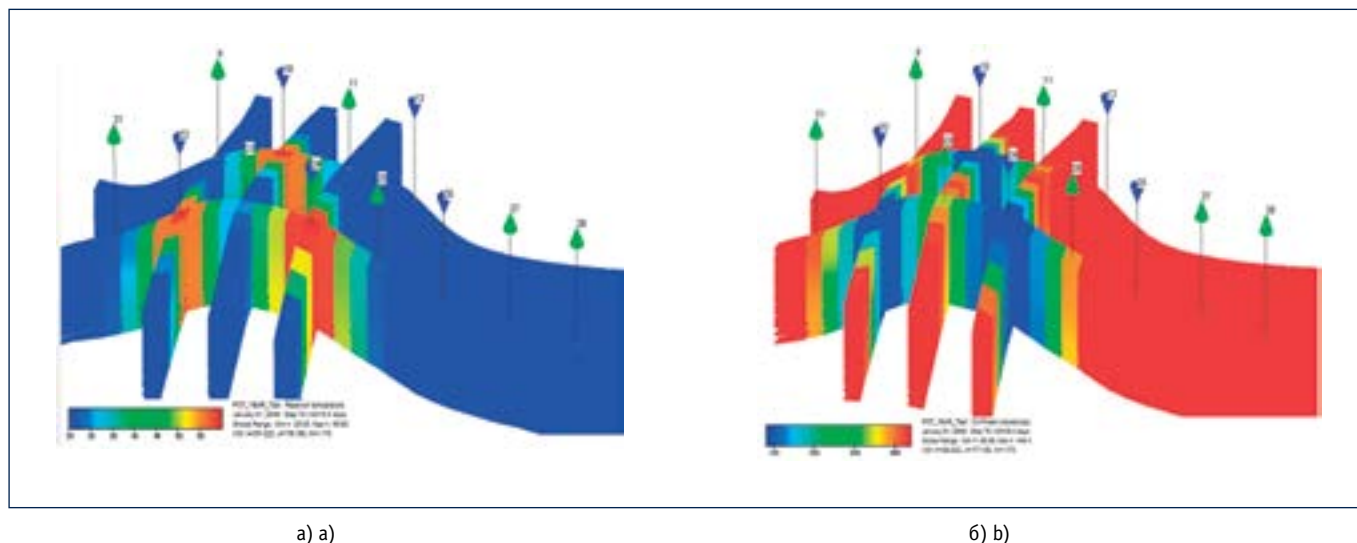


Рис. 3. Динамика распределения:  
 а) температурного поля; б) вязкости пласта  
 Fig. 3. Dynamics of distribution:  
 а) temperature pattern; б) formation viscosity

и количество попутно добываемой воды. Формирование системы ППД путем закачки горячей воды приводит к существенному росту темпов заводнения. Так, за весь срок разработки средняя приемистость нагнетательных и средний дебит жидкости добывающих скважин увеличиваются в 1,2÷1,3 раза [3].

Продолжительность эффекта от проведенного мероприятия по закачке горячей воды составит 28 лет.

При закачке горячей воды в пласт сдерживающим фактором является необходимость применения оборудования для подогрева воды до определенной температуры. На это приходится тратить много энергии, что усложняет процесс и приводит к его существенному удорожанию. Для нагревания закачиваемой

воды рекомендуется применять индукционный водонагреватель.

Расчет технико-экономических показателей с применением технологии закачки горячей воды показывает неплохую эффективность с окупаемостью затрат за два года и чистым дисконтированным доходом около 3 млрд руб. за проектный период (31 год). Однако если сравнить варианты с закачкой горячей и сточной (без подогрева) воды, то первый вариант значительно хуже, поскольку во втором существенно ниже единовременные затраты (не требуется индукционный водонагреватель) и текущие расходы (не тратится энергия на подогрев). Производственные расходы на вариант с закачкой горячей воды на 3 млрд руб. выше, а себестоимость добычи 1 т нефти – больше на 2 тыс. руб.

Таким образом, технико-экономический анализ закачки горячей воды при вытеснении высоковязкой нефти на Северо-Салдакаевском поднятии Черноозерского месторождения свидетельствует о положительном эффекте геолого-технических мероприятий (дополнительная добыча 48 тыс. т нефти) с позиции не только прироста добычи нефти и КИН, но и экономических показателей, в числе которых интегральный показатель  $T_{\text{опт}}$ , чистый дисконтированный доход (NPV), дисконтированный доход государства. Расчеты экономической эффективности проводились на основании определения дополнительной выручки и дополнительных текущих затрат для подогрева воды (индукционного водонагревателя) (табл. 2).

#### Литература:

1. Абдуллин Ф.С. Добыча нефти и газа. М.: Недра, 1983. 256 с.
2. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. 510 с.
3. Хуснутдинов Р.Н., Минхаеров Р.Г., Галимова З.Ш. и др. Опытные-экспериментальные работы по закачке горячей воды с ПАВ в бобриковские отложения Беркет-Ключевского месторождения // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 1. С. 9–14. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.2>

#### References:

1. Abdullin F.S. Oil and Gas Production. Moscow, Nedra, 1983, 256 p. (In Russian)
2. Tshurov V.I. Technology and Equipment for Oil Production. Moscow, Nedra, 1983, 510 p. (In Russian)
3. Khusnutdinov R.N., Minkhaerov R.G., Galimova Z.Sh., Nazarov M.V., Zaripov A.T., Shaikhutdinov D.K. Pilot Experimental Works on Injection of Hot Water with Surfactants into Bobrikovian Deposits of Berket-Klyuchevsky Field. Georesursy = Georesources, 2017, Vol. 19, No. 1, P. 9–14. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.2> (In Russian)