

А.А. ЛОПУШКО

## ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ДИНАМИКИ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ЗОЛОТУХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*УО «Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины»,  
г. Гомель, Республика Беларусь,  
lopushko97@mail.ru*

*Золотухинское месторождение введено в промышленную разработку в 1989 году, разрабатывается и в настоящее время. Всего на месторождении выделено три эксплуатационных объекта: залежь нефти петриковско–елецко–задонского, воронежского и семилукско–саргаевского горизонтов.*

Золотухинское месторождение открыто в 1973 году объединением РУП «ПО «Белоруснефть». Оно приурочено к основному гребню Малодушинского разлома Червонослободско-Малодушинской ступени Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба. Всего на месторождении выделено три эксплуатационных объекта: залежь нефти петриковско–елецко–задонского, воронежского и семилукско–саргаевского горизонтов. В настоящее время на Золотухинском месторождении добыча нефти ведется на 25 скважинах.

*Залежь нефти петриковско-елецко-задонского горизонта.* На данной залежи были проведены исследования методом неустановившихся отборов, а также манометрические замеры, по результатам которых были определены пластовое давление, коэффициент продуктивности, коэффициент проницаемости, коэффициент пьезопроводности.

Средние значения гидродинамических и других параметров по залежи приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты исследования скважин залежи нефти петриковско–елецкого–задонского горизонта Золотухинского месторождения

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по	Примечание
	скважин	измерений			
Начальное пластовое давление, МПа	1	1		33,6	на ВНК
Пластовая температура, °С	10	10	44–53	47,1	
Геотермический градиент, °С/м	10	10	0,022–0,0241	0,0231	
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	3	3	3,15–83,64	36,53	
Обводненность, %	3	3	0–63,77	34,88	
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	3	3	54	54	
Удельная продуктивность, м <sup>3</sup> /(м×сут×МПа)	4	4	0,141–56,54	14,76	
Гидропроводность, км <sup>2</sup> ×см/(мПа×с)	3	3	4,86–117,53	78,14	
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	3	3	497,3–19958	7060,8	
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	3	3	0,04–1,272	0,623	

По данным гидродинамических исследований при неустановившейся фильтрации коэффициент проницаемости изменяется в диапазоне от 0,04 мкм<sup>2</sup> до 1,272 мкм<sup>2</sup>. Среднее значение коэффициента проницаемости по данной залежи составляет 0,623 мкм<sup>2</sup>.

Коэффициент гидропроводности изменяется в диапазоне от 4,86 мкм<sup>2</sup>×см/(мПа×с) до 117,53 мкм<sup>2</sup>×см/(мПа×с). Среднее значение коэффициента гидропроводности составляет 78,14 мкм<sup>2</sup>×см/(мПа×с). Коэффициент продуктивности изменяется в диапазоне от 0,52 м<sup>3</sup>/(сут×МПа) до 791,6 м<sup>3</sup>/(сут×МПа).

По результатам исследований при неустановившейся фильтрации среднее значение коэффициента продуктивности по залежи составляет 200 м<sup>3</sup>/(сут×МПа), удельного коэффициента продуктивности – 14,76 м<sup>3</sup>/(сут×МПа×м).

В таблице 2 приведены начальное пластовое давление по данной залежи ( $P_{пл\ нач}$ ), текущее пластовое давление по каждой скважине ( $P_{пл\ тек}$ ), приведенные к отметке ВНК, изменение текущего пластового давления относительно начального показателя ( $\Delta P/P_{пл\ нач}$ ) по добывающему и контрольному фондам скважин.

Таблица 2 – Результаты исследования скважин залежи нефти петриковско–елецко–задонского горизонта Золотухинского месторождения

№ скв.	$P_{пл\ тек}$ , МПа	$P_{пл\ нач}$ , МПа	Изменение $P_{пл}$ отн. $P_{пл\ нач}$ , %	
<b>Контрольный фонд</b>				
13s2	27	33,6	-19,6	
33s3	27,53		-18,1	
34	5		-85,1	
35s2	26,31		-21,7	
43	27,18		-19,1	
46	26,44		-21,3	
<b>Добывающий фонд</b>				
30s3	27,84		-17,1	
45	27,77		-17,4	
47s2	23,35		-30,5	
48	26,55	-21,0		
49s2	27,96	-16,8		
<b>Среднее значение</b>	<b>24,81</b>		<b>-26,2</b>	

В целом по данной залежи отмечается падение пластового давления.

*Залежь нефти воронежского горизонта (стреличевские слои).* На данной залежи были проведены исследования методом кривой восстановления уровней (КВУ), «подлива», а также манометрические замеры, по результатам которых были определены пластовое давление, коэффициент продуктивности, коэффициент проницаемости, коэффициент пьезопроводности.

Средние значения гидродинамических и других параметров по данной залежи приведены в таблице 3.

Коэффициент продуктивности изменяется в диапазоне от 5,85 м<sup>3</sup>/(сут×МПа) до 133,67 м<sup>3</sup>/(сут×МПа). По результатам исследований среднее значение коэффициента продуктивности по залежи составляет 61,71 м<sup>3</sup>/(сут×МПа), удельного коэффициента продуктивности – 2,84 м<sup>3</sup>/(сут×МПа×м).

В таблице 4 приведены начальное пластовое давление по данной залежи ( $P_{пл\ нач}$ ), текущее пластовое давление по каждой скважине ( $P_{пл\ тек}$ ), приведенные к отметке ВНК, изменение текущего пластового давления относительно начального показателя ( $\Delta P/P_{пл\ нач}$ ) по добывающему и контрольному фондам скважин.

Таблица 3 – Результаты исследования скважин залежи нефти воронежского горизонта Золотухинского месторождения

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по	Примечание
	скважин	измерений			
Начальное пластовое давление, МПа	1	1		37,9	на ВНК
Пластовая температура, °С	10	10	74–78	76,3	
Геотермический градиент, °С/м	10	10	0,0208–0,0233	0,0219	
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	8	8	2,17–7,31	5,17	
Обводненность, %	8	8	0–61,72	40,59	
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	8	8	74	74	
Удельная продуктивность, м <sup>3</sup> /(м×сут×МПа)	5	7	0,88–8,49	2,84	
Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> ×см/(мПа×с)	1	1	8,84	8,84	
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	–	–	–	–	
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	1	1	0,0036	0,0036	

Таблица 4 – Результаты исследования скважин залежи нефти воронежского горизонта Золотухинского месторождения

№ скв.	$P_{пл}$ тек, МПа	$P_{пл}$ нач, МПа	Изменение $P_{пл}$ отн. $P_{пл}$ нач, %	
<b>Контрольный фонд</b>				
26	27,98	37,9	-26,17	
50	31,95		-15,70	
55	23,12		-39,00	
110	20,39		-46,20	
<b>Добывающий фонд</b>				
56	19,97		-47,31	
73	20,99		-44,62	
74s2	19,05		-49,74	
76	19,44		-48,71	
111	19,55		-48,42	
115	18,36		-51,56	
116	19,01		-49,84	
9005	18,91		-50,11	
<b>Среднее значение</b>	<b>21,56</b>			<b>-43,11</b>

По данной залежи Золотухинского месторождения наблюдается падение пластового давления.

*Залежь нефти семилукско-саргаевского горизонта.* На данной залежи были проведены исследования методом КВУ, «подлива», расчеты по данным ТМС «СКАД», а также манометрические замеры, по результатам которых были определены пластовое давление, коэффициент продуктивности, коэффициент проницаемости, коэффициент пьезопроводности. Средние значения гидродинамических и других параметров по данной залежи приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты исследования скважин залежи нефти семилукско–саргаевского горизонта Золотухинского месторождения

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по	Примечание
	скважин	измерений			
Начальное пластовое давление, МПа	1	1		37,9	на ВНК
Пластовая температура, °С	13	13	70–79	75,62	
Геотермический градиент, °С/м	13	13	0,0192–0,0239	0,0217	
Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	14	14	9,71–57,1	35,73	
Обводненность, %	14	14	37,9–97,31	78,78	
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	14	14	56	56	
Удельная продуктивность, м <sup>3</sup> /(м×сут×МПа)	20	20	0,141–67,522	11,2	
Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> ×см/(мПа×с)	11	11	1,167–80,42	24,33	
Пьезопроводность, см <sup>2</sup> /с	11	11	54–24417	3912,55	
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	11	11	0,0016–0,922	0,127	

По данным гидродинамических исследований при неустановившейся фильтрации коэффициент проницаемости изменяется в диапазоне от 0,0016 мкм<sup>2</sup> до 0,922 мкм<sup>2</sup>. Среднее значение коэффициента проницаемости по данной залежи составляет 0,127 мкм<sup>2</sup>.

Коэффициент гидропроводности изменяется в диапазоне от 1,167 мкм<sup>2</sup>×см/(мПа×с) до 80,42 мкм<sup>2</sup>×см/(мПа×с). Среднее значение коэффициента гидропроводности составляет 24,33 мкм<sup>2</sup>×см/(мПа×с).

Коэффициент продуктивности изменяется в диапазоне от 0,99 м<sup>3</sup>/(сут×МПа) до 155,3 м<sup>3</sup>/(сут×МПа). По результатам исследований среднее значение коэффициента продуктивности по залежи составляет 35,92 м<sup>3</sup>/(сут×МПа), удельного коэффициента продуктивности – 11,2 м<sup>3</sup>/(сут×МПа×м).

Согласно результатам гидродинамических исследований (ГДИ), проведенным на скважинах семилукско–саргаевского горизонта Золотухинского месторождения, данная залежь характеризуется неоднородностью распределения удельного коэффициента продуктивности по площади. Наибольшие значения отмечаются в центральной части залежи, наименьшие – в юго-восточной части залежи, а так же, данная залежь характеризуется неоднородностью распределения коэффициента пьезопроводности, гидропроводности, коэффициента проницаемости по площади.

Таким образом, скважины, расположенные в центральной части залежи, характеризуются наилучшими фильтрационными и продуктивными свойствами, а наихудшими – скважина 112, расположенная в юго-восточной части залежи.

В таблице 6 приведены начальное пластовое давление по данной залежи ( $P_{пл \text{ нач}}$ ), текущее пластовое давление по каждой скважине ( $P_{пл \text{ тек}}$ ), приведенные к отметке ВНК, изменение текущего пластового давления относительно начального показателя ( $\Delta P/P_{пл \text{ нач}}$ ) по добывающему и контрольному фондам скважин.

По данной залежи Золотухинского месторождения наблюдается падение пластового давления.

Таким образом, по всем залежам Золотухинского месторождения коэффициент проницаемости при неустановившейся фильтрации изменяется в диапазоне от

0,0016 мкм<sup>2</sup> до 1,272 мкм<sup>2</sup>, а коэффициент гидропроводности изменяется в диапазоне от 1,167 мкм<sup>2</sup>×см/(МПа×с) до 117,53 мкм<sup>2</sup>×см/(МПа×с).

Таблица 6 – Результаты исследования скважин залежи нефти семилукско–саргаевского горизонта Золотухинского месторождения

№ скв.	$P_{пл}$ тек, МПа	$P_{пл}$ нач, МПа	Изменение $P_{пл}$ отн. $P_{пл}$ нач, %	
<b>Контрольный фонд</b>				
75	28,13	37,9	-25,78	
84	27,28		-28,02	
89s2	27,95		-26,25	
113	28,38		-25,12	
<b>Добывающий фонд</b>				
20s2	28,7		-24,27	
27	26,98		-28,81	
51	27,99		-26,15	
54	27,74		-26,81	
80	29,18		-23,01	
91	28,96		-23,59	
106	26,68		-29,60	
108	27,08		-28,55	
114	27,38		-27,76	
81s2	28,79		-24,04	
83	26,62		-29,76	
93s2	25,21		-33,48	
112	27,59		-27,20	
118	25		-34,04	
<b>Среднее значение</b>	<b>27,54</b>			<b>-27,34</b>

В целом по всем залежам наблюдается падение пластового давления. С целью поддержания пластового давления применяются такие методы как:

1 Метод законтурного заводнения – применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей. Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.

2 Метод приконтурного заводнения – применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.

3 Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь.

4 Группа механических методов: гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидрорескоструйная перфорация (ГПП) и торпедирование.

5 Группа химических методов воздействия на призабойную зону: обработка кислотами, ПАВ, химреагентами и органическими растворителями.

### Список использованной литературы

- 1 Шванов, В.Н. Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов. – СПб. : Недра, 1998. – 352 с.
- 2 Основы геологии Беларуси / под общ. ред. А.С. Махнач [и др.]. – М. : Ин-т геол. Наук НАН Беларуси, 2004. – 392 с.
- 3 Махнач, А.С. Геология Беларуси: учебн. для вузов / А.С. Махнач [и др.]. – Минск : Ин-т геол. Наук НАН Беларуси, 2001. – 815 с.

A.A. LOPUSHKO

#### **CHARACTERISTIC OF THE MODES OF OPERATION AND DYNAMICS OF EFFICIENCY OF THE ZOLOTUKHINSKY WELLS OF THE FIELD**

*The field was put into industrial development in 1989. Zolotukhinsky deposit is being developed now. In total, three exploitation objects were identified at the field: the Petrikov-Eletsko-Zadonskoye, Vorynezhsy and Semiluksko-Sargaevsky horizons.*