

Технические науки

УДК 621.315.592

Молдабаева Гульназ Жаксылыковна

доктор технических наук, профессор

Satbayev University

Moldabaeva Gulnaz

Doctor of Technical Sciences, Professor

Satbayev University

Судейменова Райхан Таупиховна

докторант

Satbayev University

Suleimenova Reichan

PhD Student of the

Satbayev University

Каримова Акмарал Сафиуллаевна

кандидат физико-математических наук, доцент

Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева

Karimova Akmaral

Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Associate Professor

Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayev

Шугаепов Нурлыбек Амиржанович

кандидат технических наук, доцент

Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева

Shugaepov Nurlybek

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor

Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayev

Ихласова Жанна Уаповна

кандидат технических наук

Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева

Ikhlasova Zhanna

Candidate of Technical Sciences

Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebayev

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ РАБОТЫ

ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ

МАКСИМАЛЬНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕСБОЛЕК

ENSURING OPTIMAL OPERATING CONDITIONS OF THE

PRODUCTIVE FORMATION TO ACHIEVE THE MAXIMUM

OPERATION OF OIL RESERVES OF THE FIELD OF BESBOLEK

***Аннотация.** В статье показана оценка объемов добываемой продукции при разработке месторождения с целью своевременного выявления наиболее активно действующих факторов, отрицательно влияющие на процесс добычи.*

***Ключевые слова:** нефть, газ, залежь, пласт, горизонт, месторождение, скважина, дебит, добыча, разработка залежей, бурение, эксплуатация, пластовые и забойные давления, геофизические исследования, гидродинамические исследования, коэффициент нефтеизвлечения (КИН).*

***Summary.** Therefore, it is necessary to carry out periodic evaluations of production of crude products in the design field in order to rapidly identify the most active factors adversely affecting the production process and propose measures to improve the development of the status.*

***Key words:** oil, gas, deposit, formation, horizon, field, well, production, exploration, development of deposits, drilling, exploitatie, reservoir and*

bottomhole pressure, geophysical exploration, well testing, oil recovery factor (ORF).

Актуальность. Для обеспечения оптимальных условий работы продуктивного пласта для достижения максимальной выработки запасов нефти месторождения Бесболек исследование скважины интерпретация КВД проводилась в программном обеспечении «ГДИС-эффект» двумя методами: методами Хорнера и касательной. Интерпретация КВД позволила определить такие параметры, как коэффициент проницаемости, гидропроводности, скин-фактор и пластовое давление.

Цель исследований методом установившихся отборов – изучение установившейся фильтрации жидкости путем замеров дебитов скважины и соответствующих им забойных давлений или депрессий, выполненных на разных режимах работы скважины. Кроме того, используется режим остановки и соответствующее ему пластовое давление. Перед замером на каждом режиме достигается его стабилизация, время, которое зависит от фильтрационной характеристики пласта.

Постановка проблемы. Методы изучения установившейся фильтрации жидкости путем замеров дебитов скважины и соответствующих им забойных давлений или депрессий, выполненных на разных режимах работы скважины.

I объект разработки (I, II, III среднеюрские горизонты Западного крыла)

За отчетный период в скважинах I объекта разработки методом МУО выполнено в одной добывающей действующей скважине Б-401 на горизонт Ю-1, которая пробурена в конце 2008 года и введена в эксплуатацию в начале 2009 года. Коэффициент продуктивности составляет $46,69 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, удельный коэффициент продуктивности - $11,04 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м})$ (таблица 1).

II объект разработки (I верхнетриасовый горизонт Восточного крыла).

По II объекту разработки методом МУО выполнено в одной добывающей скважине В-406 на I верхнетриасовый горизонт, которая пробурена и введена в эксплуатацию в ноябре 2009 года. Коэффициент продуктивности составляет $57,55 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$, удельный коэффициент продуктивности - $11,51 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}\cdot\text{м})$ (таблица 2).

III объект разработки (I₂ горизонт, Южное крыло)

В скважинах III объекта разработки за отчетный период методом МУО выполнено в 2-х добывающих скважинах В-50 и В-63. Коэффициент продуктивности составляет 3,57 (скважина В-63) и 8,74 $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$ (скважина В-50), составляя в среднем 6,15 $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$. Удельный коэффициент продуктивности составляет 1,02 (скважина В-63) и 1,45 $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}\cdot\text{м})$ (скважина В-50), составляя в среднем 1,24 $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}\cdot\text{м})$.

IV объект разработки (I-Т₃ горизонт, Южное крыло)

Гидродинамические исследования методом МУО по скважинам IV объекта разработки выполнены в двух добывающих скважинах В-408 и В-417, которые пробурены и введены в эксплуатацию в 2008 году. Коэффициент продуктивности составляет 6,89 (скважина В-417) и 68,79 $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$ (скважина В-408), составляя в среднем 38,34 $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$. Удельный коэффициент продуктивности составляет 1,15 (скважина В-417) и 4,1 $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}\cdot\text{м})$ (скважина В-408), составляя в среднем 2,62 $\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа}\cdot\text{м})$.

Коэффициенты продуктивности скважин изменяются как по разрезу, так и по площади залежей. Наибольшим коэффициентом продуктивности характеризуется скважина II объекта разработки, наименьшими – скважины III объекта разработки (среднее значение $6,15 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$).

На месторождении Бесболек [9] рекомендовалось проводить разовые исследования КВД: в новых скважинах перед вводом их в эксплуатацию, во всех действующих скважинах добывающего фонда – по мере необходимости.

На месторождении Бесболек с целью оценки фильтрационных параметров пластов проведено 24 исследование в 22 скважинах на нестационарных режимах – методом восстановления давления (КВД), результаты которых дают наиболее полную информацию о коллекторских свойствах пластов.

Интерпретация КВД проводилась в программном обеспечении «ГДИС-эффект» двумя методами: методами Хорнера и касательной. Интерпретации КВД позволила определить такие параметры, как коэффициент проницаемости, гидропроводности, скин-фактор и пластовое давление.

Регистрация забойных и пластовых давлений, при исследованиях методом КВД, производилась глубинным электронным манометром «Микон-107», методом КВУ замеры статического и динамического уровня производилась уровнемером «СУДОС автомат-2».

Результаты исследований скважин методом восстановления давления приведены в таблице 2.

I объект разработки (I, II, III среднеюрские горизонты Западного крыла)

В скважинах I объекта разработки выполнено в пяти действующих скважинах Р-2, В-3, В-14, В-401 и В-402 методом КВД и КВУ. Значение проницаемости изменяется от 0,241 мкм² (скважина В-402) до 12,331 мкм²(скважина В-3), составляя в среднем 4,639 мкм². Гидропроводность меняется от 0,0061 до 4,2279 мкм²·м/(МПа·с), где в среднем составляет 1,0062 мкм²·м/(МПа·с). В двух скважинах Р-2 и В-3 скин-фактор имеет отрицательное значение, что характеризует хорошее состояние призабойной зоны. В скважине В-14 имеет положительное значение, что указывает на загрязнение призабойной зоны пласта [6].

II объект разработки (I верхнетриасовый горизонт Восточного крыла).

По II объекту разработки выполнено в восьми действующих скважинах Р-3, В-7, 56, 307, 308, 309, 406 и 407 методом КВД. Значение проницаемости изменяется от 1,703 мкм² (скважина Р-3) до 14,484 мкм² (скважина 309), составляя в среднем 7,785 мкм². Гидропроводность меняется от 0,1169 до 2,0692 мкм²·м/(мПа·с), где в среднем составляет 0,8216 мкм²·м/(мПа·с). В четырех скважинах 56, 307, 308, 406, 407 скин-фактор имеет отрицательное значение, что характеризует хорошее состояние призабойной зоны. В остальных скважинах имеет положительное значение.

III объект разработки (I₂ горизонт, Южное крыло)

Гидродинамические исследования методом КВД и КВУ выполнено в 4 добывающих действующих скважинах В-50, В-51, В-60 и В-63. Значение проницаемости изменяется от 0,383 (скважина В-51) до 2,983 мкм² (скважина В-60), составляя в среднем 1,531 мкм². Гидропроводность меняется от 0,0093 до 0,0861 мкм²·м/(мПа·с), где в среднем составляет 0,0349 мкм²·м/(мПа·с). В двух скважинах В-50 и В-63 скин-фактор имеет отрицательное значение, что характеризует хорошее состояние призабойной зоны.

IV объект разработки

В скважинах IV объекта разработки за отчетный период выполнено 7 исследование методом КВД и КВУ в 5 добывающих действующих скважинах В-408, В-409, В-416, В-418 и В-419. Значение проницаемости изменяется от 0,025 (скважина В-419) до 7,520 мкм² (скважина В-416), составляя в среднем 1,844 мкм². Гидропроводность меняется от 0,0077 до 0,741 мкм²·м/(мПа·с), где в среднем составляет 0,365 мкм²·м/(мПа·с). В двух скважинах В-408 и В-409 скин-фактор имеет отрицательное значение, что характеризует хорошее состояние призабойной зоны.

Наиболее высокими значениями гидропроводности и проницаемости характеризуются пласты I объекта разработки, наиболее низкие у III объекта.

Существенной информацией о пласте, которую дают исследования КВД, следует считать оценку состояния призабойной зоны – определение скин-эффекта, который выражает потерю полезной депрессии вследствие дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. При загрязнении призабойной зоны величина скин-фактора положительна, а при очищении – отрицательна. Многие из исследованных скважин характеризуются отрицательным значением скин-фактора, что свидетельствует об удовлетворительном состоянии призабойной зоны пласта. Следует отметить, что полученная проницаемость по ГДИ выше проницаемости горизонта, полученной по керну.

Результаты исследований скважин методом установившихся отборов

№ скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Горизонт	Число вращения ротора насоса, об/мин	Глубина замера, м	Дебит нефти, м ³ /сут	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, Мпа	Депрессия (ΔР), Мпа	Кпр, м ³ /(сут * Мпа) (по нефти)	Эффект. толщина, м	Уд.прод., м ³ /(сут * МПа*м)
I (I, II, III среднеюрские горизонты Западного крыла)												
401	23.01.19-22.04.19	245-249,5	Ю-1	100	244,57	11,3	2,29	2,06	0,23	49,69	4,5	11,04
				120	244,57	14,5	2,29	1,99	0,30			
				125	244,57	12,8	2,29	1,97	0,32			
II (I верхнетриасовый горизонт Восточного крыла)												
406	29.11.19-16.01.20	161,7-166,6	Т ₃ -I	200	168	10,4	1,65	1,47	0,18	57,55	5	11,51
				225	168	11,9	1,65	1,43	0,22			
				250	168	13,54	1,65	1,42	0,23			
III (I среднеюрский горизонт Южного крыла)												
Б-50	29.03-09.05.2018	223-229	Ю-1	100	236,42	8,11281	1,11	0,26	0,85	8,74	6	1,46
				125	236,42	6,66045	1,11	0,20	0,91			
				150	236,42	8,41928	1,11	0,15	0,96			
Б-63	06.04-19.05.2018	219,5-223	Ю-1	100	209,68	6,3	2,08	0,32	1,76	3,57	3,5	1,02
				150	209,68	6,7	2,08	0,12	1,96			
				200	209,68	7,3	2,08	0,07	2,01			
IV (I верхнетриасовый горизонт Южного крыла)												
Б-408	21.10-06.12.18	351,5-364,5 368,5-372,5	Т ₃ -I	150	340,63	31,87	3,71	3,18	0,52	69,79	17	4,11
				200	340,63	46,99	3,71	3,04	0,66			
				250	340,63	57,82	3,71	2,90	0,81			
				200	340,63	47,35	3,71	2,91	0,79			
				150	340,63	34	3,71	3,02	0,69			
Б-417	27.10.20-11.01.20	370,5-376,5	Т ₃ -I	100	363,25	10,95	3,77	2,23	1,54	6,89	6	1,15
				125	363,25	13,05	3,77	1,89	1,87			
				150	363,25	15,05	3,77	1,52	2,25			
				125	363,25	12,69	3,77	1,70	2,07			

Результаты исследований скважин методом восстановления давления

№ скважины	Вид исследования	Дата исследования	Горизонт	Интервал перфорации	Эффект.толщина, м	Пластовое давление, МПа	Проницаемость к, мкм ²	Коэффициент гидропроводности kh/μ, (мкм ² *м)/(МПа*с)	Пьезопроводность, м ² /с	Скин фактор	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут.МПа
I (I, II, III среднеюрские горизонты Западного крыла)											
402	КВУ	28.01.2020	Ю-3	226,5-232	5,5	1,93	0,241	0,0061	0,0071		0,54
Б-14	КВД	12-13.07.2018	Ю-1	258,5-270,5	7,7	2,37	1,508	0,3317	0,0769	0,69	23,90
В-3	КВД	17.06.2018	Ю-1	229,5-241,5	12	2,25	12,331	4,2279	0,5316	-2,65	336,00
Р-2	КВД	15.06.2018	Ю-1	228-240	6,7	2,48	0,914	0,1749	0,0466	-2,36	14,20
Б-401	КВД	23.01.19-22.04.19	Ю-1	245-249,5	4,5	1,20	8,199	0,2905	0,3833		25,41
II (I верхнетриасовый горизонт Восточного крыла)											
406	КВД	21.02.2020	T ₃ -I	161,7-166,6	5	1,99	14,056	1,0812	0,5402	-1,39	85,90
307	КВД	18-19.12.2019	T ₃ -I	138,5-147,5	4	1,29	4,472	0,1627	0,0784	-5,02	12,90
308	КВД	25.06.2018	T ₃ -I	154,5-155,5 166,5-170,5 172,5-173,5	1,9		6,765	0,1169	0,1388	-0,46	9,30
309	КВД	27.06.2018	T ₃ -I	161-166	5	1,80	14,484	2,0692	0,7814	1,41	136,30
407	КВД	17.12.2019	T ₃ -I	154,5-156,4 164,4-166,1 167,7-169,7 171,4-173,2	2,9	1,47	11,639	0,4219	0,2990	-0,33	33,50
56	КВД	10.07.2018	T ₃ -I	160-166	4	1,52	2,093	0,2392	0,1349	-1,6	19,00
Р-3	КВД	15.07.2018	T ₃ -I	152-169	10,3	1,76	1,703	0,5012	0,0658	0,97	34,90
Б-7	КВД	30.06.2018	T ₃ -I	149-156,5 157-160	9,8	1,68	7,072	1,9801	0,3366	1,75	157,40

Разработка месторождения Бесболек осуществляется на естественном режиме. Оценка энергетического состояния нефтегазовой залежи горизонтов в течение анализируемого периода разработки проводилась в добывающих скважинах по результатам прямых замеров пластовых давлений глубинным электронным манометром «Микон-107», данных полученных по результатам исследований КВД и КВУ (таблица 3), а также по замерам статического уровня уровнемером «СУДОС автомат-2» (таблица 4).

I объект. I эксплуатационный объект включает залежи Ю-I, Ю-II и Ю-III горизонтов Западного крыла. За анализируемый период исследованиями охвачены среднеюрские горизонты Ю-I и Ю-III.

Среднеюрский горизонт Ю-I характеризуется большей величиной геологических запасов –2281 тыс.т (42,5% от геологических запасов месторождения) и большим накопленным отбором нефти 211092 т. За период 2008-2009г накопленный отбор нефти составляет 79083 т. Начальное пластовое давление по опробованиям составляло 2,51 МПа. Среднее пластовое давление по состоянию на 01.01.2009 г., замеренные по прямым замерам в 3 добывающих скважинах (Р-2, В-3 и В-14) составляет 2,36МПа, что ниже начального на 0,15 МПа. Текущее пластовое давление, замеренное в 22.04.09 г. в одной скважине Б-401 и составляет 2,29 МПа, что ниже начального на 0,22 МПа. Текущее расчетное пластовое давление по состоянию на 01.01.2010 г., замеренные по статическим уровням в 12 добывающих скважинах (Р-1А, Р-2, Б-2, Б-3, Б-4, Б-5, Б-11, Б-13, Б-14, Б-21, 62 и 300) составляет 2,51МПа, что на уровне начального. Несмотря на большой отбор жидкости при разработке без поддержания пластового давления, текущее пластовое давление на уровне начального давления связано благодаря активному напору контурных вод.

Среднеюрский горизонт Ю-III характеризуется величиной геологических запасов –302 тыс.т (5,6% от геологических запасов месторождения) и накопленным отбором нефти 8851 т. За период 2008-2009г

накопленный отбор нефти составляет 2252 т. Начальное пластовое давление по опробованиям составляло 2,71 МПа. Текущее расчетное пластовое давление, замеренные по статическим уровням в 2 добывающих скважинах (Б-1 и 402) в среднем составляет 1,77 МПа, что ниже начального на 0,94МПа[6].

II объект. II эксплуатационный объект включает залежь I верхнетриасового горизонта Восточного крыла.

I верхнетриасовый горизонт характеризуется величиной геологических запасов –1069 тыс.т (10,9% от геологических запасов месторождения) и самым большим накопленным отбором нефти 184323 т. За период 2008-2009г накопленный отбор нефти составляет 71086 т. Начальное пластовое давление по опробованиям составляло 1,58 МПа. Среднее пластовое давление по состоянию на 01.01.2009 г., замеренные по прямым замерам в 5 добывающих скважинах (Р-3, Б-7, 56, 308 и 309) составляет 1,64МПа, что выше начального на 0,06 МПа. Текущее пластовое давление, замеренное по трем скважинам (307, 406 и 407) за 2009 год изменяется от 1,29 (скважина 307) до 1,65 (скважина 406) МПа, где в среднем составляет 1,47 МПа, что ниже начального на 0,05 МПа. По замерам статического уровня в 10 добывающих скважинах (Р-3, Б-7, Б-18А, К-36, 56, 305, 306, 308, 309 и 310) изменяется от 1,12 (скважина Б-18А) до 1,65 (скважина 309) МПа, где в среднем составляет 1,4 МПа, что ниже начального на 0,18 МПа.

III объект разработки. III эксплуатационный объект включает залежь I среднеюрского горизонта Южного крыла.

I среднеюрский горизонт характеризуется величиной геологических запасов –674 тыс.т (15,6% от геологических запасов месторождения) и накопленным отбором нефти 7865 т. За период 2008-2009г накопленный отбор нефти составляет 7841 т. Начальное пластовое давление по опробованиям составляло 2,36 МПа. Среднее пластовое давление по состоянию на 01.01.2009 г., замеренные по прямым замерам в 4 добывающих

скважинах (Б-50, Б-51, 60 63) составляет 1,56МПа, что ниже начального на 0,8 МПа.

IV объект разработки. III эксплуатационный объект включает залежь I верхнетриасовый горизонт Южного крыла.

I верхнетриасовый горизонт характеризуется величиной геологических запасов –764 тыс.т (14,2% от геологических запасов месторождения) накопленным отбором нефти 38021 т. За период 2008-2009г накопленный отбор нефти составляет 27058 т. Начальное пластовое давление по опробованиям составляло 3,66 МПа. Пластовое давление замеренное в 2008 году по двум скважинам 408 и 417 составляет 3,71 и 3,77 МПа соответственно, где в среднем составляет 3,74 МПа, что выше начального на 0,08 МПа. Текущее пластовое давление замеренное в 2009 году по четырем добывающим скважинам (409, 416, 418 и 419) в среднем составляет 3,53 МПа, что ниже начального на 0,13 МПа. Замер статического уровня в одной добывающей скважине 417, замеренное 16.01.2009 года составляет 3,21 МПа, что ниже начального на 0,45 МПа [6].

Таблица 3

Результаты исследований по прямым замерам

№ скв	Дата зам	Вид исследования	Интерперф	Горизонт	Рпл, Мпа
I (I, II, III среднеюрские горизонты Западного крыла)					
Б-401	23.01.19- 22.04.19	МУО	245-249,5	Ю-1	2,29
402	28.01.2020	КВУ	226,5-232	Ю-III	1,93
Б-14	12- 13.07.2018	КВД	258,5-270,5	Ю-1	2,37
В-3	17.06.2018	КВД	229,5-241,5	Ю-1	2,25
Р-2	15.06.2018	КВД	228-240	Ю-1	2,48
II (I верхнетриасовый горизонт Восточного крыла)					
406	29.11.19- 16.01.20	МУО	161,7-166,6	T ₃ -I	1,65
307	18- 19.12.2019	КВД	138,5-147,5	T ₃ -I	1,29
308	25.06.2018	КВД	154,5-155,5 166,5- 170,5 172,5-173,5	T ₃ -I	1,42
309	27.06.2018	КВД	161-166	T ₃ -I	1,80

407	17.12.19	КВД	154,5-156,4 164,4-166,1 167,7-169,7 171,4-173,2	T ₃ -I	1,47
56	10.07.2018	КВД	160-166	T ₃ -I	1,52
P-3	15.07.2018	КВД	152-169	T ₃ -I	1,76
Б-7	30.06.2018	КВД	149-156,5 157-160	T ₃ -I	1,68
III (I среднеюрский горизонт Южного крыла)					
Б-51	КВД	30.07.2018	Ю-1	219,5-223	0,81
Б-50	МУО	29.03-09.05.2018	Ю-1	223-229	1,11
Б-63	МУО	06.04-19.05.2018	Ю-1	219,5-223	2,08
Б-60	КВУ	27.01-14.03.18	Ю-1	219-225	2,24
IV (I верхнетриасовый горизонт Южного крыла)					
Б-408	21.10-06.12.18	МУО	351,5-364,5 368,5-372,5	T ₃ -I	3,71
Б-417	27.10.10-11.18	МУО	370,5-376,5	T ₃ -I	3,77
Б-418	11.11.2018-11.01.2019	КВД	375-378,5	T ₃ -I	3,78
416	21.02.2020	КВД	372-376	T ₃ -I	4,00
419	09.02.20-26.02.20	КВУ	350-340, 353-361,5	T ₃ -I	2,71
409	06-07.05.2019	КВД	347-365 369-375	T ₃ -I	3,64

Таблица 4

Результаты исследований по статическим замерам

№ скв	Дата зам	Вид исследования	Интерперф	Горизонт	Рпл, Мпа
I (I, II, III среднеюрские горизонты Западного крыла)					
P-1A	16.01.2019	Стат.уровень	224-240	Ю-I	2,38
P-2	16.01.2019	Стат.уровень	228-240	Ю-I	2,07
62	16.01.2019	Стат.уровень	275-291	Ю-I	1,78
Б-1	16.01.2019	Стат.уровень	231,5-242; 242,5-248,5	Ю-III	1,61
Б-2	16.01.2019	Стат.уровень	200-212	Ю-I	2,12
Б-3	16.01.2019	Стат.уровень	229,5-241,5	Ю-I	2,33
Б-4	16.01.2019	Стат.уровень	247,5-259,5	Ю-I	2,60
Б-5	16.01.2019	Стат.уровень	270,5-273,5	Ю-I	2,93
Б-11	16.01.2019	Стат.уровень	240-265; 325-340	Ю-I	2,81
Б-13	16.01.2019	Стат.уровень	295,45-315,45; 330,45-345,45	Ю-I	3,47

Б-14	16.01.2019	Стат.уровень	258,5-270,5	Ю-I	2,79
Б-21	16.01.2019	Стат.уровень	250-278	Ю-I	2,73
300	16.01.2019	Стат.уровень	242-254	Ю-I	2,30
II (I верхнетриасовый горизонт Восточного крыла)					
Б-7	16.01.2019	Стат.уровень	149-156,5; 157-160	T ₃ -I	1,56
Б-18А	16.01.2019	Стат.уровень	154-163	T ₃ -I	1,12
56	16.01.2019	Стат.уровень	160-163	T ₃ -I	1,45
305	16.01.2019	Стат.уровень	155-160	T ₃ -I	1,28
306	16.01.2019	Стат.уровень	134-138; 147,5-153,5	T ₃ -I	1,28
308	16.01.2019	Стат.уровень	154,5-155,5; 166,5-170,5; 172,5-173,5	T ₃ -I	1,40
309	16.01.2019	Стат.уровень	161-166	T ₃ -I	1,65
310	16.01.2019	Стат.уровень	158,7-163,2	T ₃ -I	1,36
К-36	16.01.2019	Стат.уровень	146-153	T ₃ -I	1,50
Р-3	16.01.2019	Стат.уровень	148-160	T ₃ -I	1,46
IV (I верхнетриасовый горизонт Южного крыла)					
417	16.01.2019	Стат.уровень	370,5-376,5	T ₃ -I	3,21

Выводы. Данные приведены по месторождению Бесболек, в добывающих скважинах систематическими исследованиями МУО контролируется текущая продуктивность, во вновь пробуренных скважинах проводятся разовые исследования МУО с целью оценки начальных продуктивных характеристик пластов. Исследования скважин методом установившихся отборов (МУО) проводились с изменением условий режимов, в зависимости от продуктивной возможности скважины. Изменение режима работы добывались путем смены шкивов изменением чисел оборотов, диапазон которых менялся от 70 до 250 об/мин.

По результатам исследования на стационарных режимах строились индикаторные кривые зависимости Q_n от ΔP и определены коэффициенты продуктивности. Количество смен режимов при исследовании скважин МУО, в основном проходило не менее чем на 3-х режимах. Результаты исследований скважин методом установившихся отборов приведены в

таблице 2. Разработка месторождения Бесболек осуществляется на естественном режиме.

Оценка энергетического состояния нефтегазовой залежи горизонтов в течение анализируемого периода разработки проводилась в добывающих скважинах по результатам прямых замеров пластовых давлений глубинным электронным манометром «Микон-107», данных полученных по результатам исследований КВД и КВУ, а также по замерам статического уровня уровнемером «СУДОС автомат-2».

Литература

1. «Проект доразведки залежей нефти в мезозойских отложениях месторождения Бесболек», КазНИГРИ, Атырау. 2014.
2. «Уточнение геологического строения месторождения Бесболек на основании интерпретации сейсморазведочных данных МОГТ - 3D/2D, полученных в 2016 году», ООО «АРАВАК ГЕОСЕРВИС», Ухта. 2017.
3. «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа в нефти по месторождению Бесболек по состоянию на 01.01.2015 г.», ТОО КазНИГРИ, Атырау. 2015.
4. «Дополнение к проекту пробной эксплуатации нефтяного месторождения Бесболек», ТОО КазНИГРИ, Атырау. 2016.
5. Боганик В. Н.. Гидродинамические исследования скважин. Стандартная и комплексная обработка с использованием метода переменных депрессий и программной системы «ГДИ-эффект» (нефть и газ, разведка и эксплуатация), ООО «Сам Полиграфист». 2014.
6. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин // ООО Премиум Инжиниринг. 2011.