



УДК 622

## НОВЫЙ СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННО-НАСОСНЫХ СКВАЖИНАХ



### A NEW METHOD FOR DETERMINING RESERVOIR PRESSURE IN ROD DEEP-PUMPING WELLS

**Мустафаев С.Д.**

Азербайджанский государственный  
университет нефти и промышленности,  
НГДУ имени «А.Д. Амирова»,  
НГДУ имени «28 Мая»  
safa\_mustafaev@mail.ru

**Гулиев Р.А.**

Азербайджанский государственный  
университет нефти и промышленности,  
НГДУ имени «А.Д. Амирова»,  
НГДУ имени «28 Мая»  
ramin.quliyev84@socar.az

**Ханалиев В.Б.**

Азербайджанский государственный  
университет нефти и промышленности,  
НГДУ имени «А.Д. Амирова»,  
НГДУ имени «28 Мая»  
vuqar.b.xaneliyev@socar.az

**Аннотация.** В старых нефтяных месторождениях, разрабатываемых в стадии истощения, большинство эксплуатационных скважин является штанговой глубинно-насосной.

Среди всех основных, широко-применяемых способов добычи нефти, эксплуатация месторождений этим типом глубинных насосов обладает самой высокой долговечностью и надежностью.

Долговечность штанговой глубинно-насосной установки составляет 150–200 лет. В качестве примера можно отметить нефтяное месторождение «Балаханы-Сабунчи-Раманы», которое разрабатывается начиная с XVIII-го века до сих пор.

Эти скважины в основном малодобитным, но имеют скважины такого типа, которые из глубины 4000 метров, поднимают жидкость на дневную поверхность с производительностью 400 м<sup>3</sup>/сут. Известно что, мировая годовая добыча нефти составляет более 3-х миллиарда тонн в год; 50 %-ой этой добычи осуществляется этим механизированным способом эксплуатации.

Техническое обслуживание таких скважин по сравнению с другими, осуществляется легче, ремонт, монтаж и демонтаж тоже. Если такими скважинами эксплуатируются залежи, которые характерны с интенсивным пескاظоявлением, то при проведении исследований на установившихся режимах притока, вынуждены бывают остановить работу станка-качалки; при этом выполняют исследовательские операции, которые отнимают много времени и приводит к потерям в большом количестве добываемой нефти. Кроме этого нежелательного явления могут происходить следующие вид осложнений, аварии, неполадок, отказов и т.д.

**Ключевые слова:** пластовое давление, динамический уровень, статический уровень, столб жидкости, удельный вес смеси, эхограмм, динамограмм.

**Mustafayev S.D.**

Azerbaijan State Oil and Industry University,  
OGPD named after «A.J. Amirov»,  
OGPD named after «May 28»  
safa\_mustafaev@mail.ru

**Guliyev R.A.**

Azerbaijan State Oil and Industry University,  
OGPD named after «A.J. Amirov»,  
OGPD named after «May 28»  
ramin.quliyev84@socar.az

**Khanaliyev V.B.**

Azerbaijan State Oil and Industry University,  
OGPD named after «A.J. Amirov»,  
OGPD named after «May 28»  
vuqar.b.xaneliyev@socar.az

**Annotation.** In old oil fields under development, the majority of production wells are sucker rod pumps.

Among all the main, widely used methods of oil production, the exploitation of deposits by this type of deep pumps has the highest durability and reliability.

The durability of the sucker rod installation is 150–200 years. An example is the “Balakhany-Sabunchi-Ramana” oil field, which has been developed since the 18th century until now.

These wells are mostly low flow rates, but there are wells of this type, which, from a depth of 4000 meters, raise fluid to the surface with a productivity of 400 m<sup>3</sup> / day.

It is known that global annual oil production is more than 3 billion tons per year; 50 % of this production is carried out by this mechanized method of exploitation.

Maintenance of such wells compared to others is easier, repair, installation and dismantling, too.

If such wells exploit deposits that are characteristic of intense sand formation, then when conducting studies at steady-state inflow regimes, they are forced to stop the operation of the rocking machine; while doing research operations, which are time-consuming and lead to losses in a large amount of oil produced. In addition to this undesirable phenomenon, the following type of complications, accidents, malfunctions, failures, and so on can occur.

**Keywords:** reservoir pressure, dynamic level, static level, liquid column, specific gravity of the mixture, echogram, dynamogram.



## Введение

В 1967-ом году в городе Баку впервые предложен способ определения пластового давления в глубинно-насосных нефтяных скважинах без остановки работы станка-качалки [1]. Сущность этого способа заключается в следующем.

В затрубное пространство подливается или закачивается агрегатом жидкость и ее уровень поднимается выше статического положения, прослеживая падение уровня строится кривая восстановления динамического положения; строится характеристика насоса, проводится прямая касательная к прямолинейной характеристике насоса; точка касания дает глубину статического уровня, по которой определяется значение пластового давления с учетом глубины скважины.

В настоящей статье предлагается еще один способ определения пластового давления в таких же скважинах без остановки работы станка-качалки.

Этот способ резко отличается от вышеотмеченного и является более простым и легко выполняемым. Этот новый способ проводится следующим способом.

В затрубное пространство подливается вся продукция скважины непрерывно, уровень в скважине постепенно повышается и приближается к его статическому положению. В промысловой практике приблизительно известно время восстановления статического уровня.

После истечения этого времени, прекращается подлив и без задержки замеряется глубина статического уровня эхометром, после этого вычисляется значение пластового давления.

При остановке работы станка-качалки восходящий поток продукции скважины в кольцевом пространстве между колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) и колонны штанг прекращает свое движение и остается в покое до завершения исследования. В течении этого периода частицы песка оседают вниз и собираются на плунжере насоса. После завершения исследования не задерживаясь станок-качалка включается в работу и происходит обрыв колонны штанг; бригада подземного ремонта с целью восстановления работы скважины осуществляет соответствующую работу. Этот вид аварии считается самой сложной при эксплуатации таких скважин. Ремонт таких скважин при таком виде аварии также отнимает много времени и приводит к потерям в добыче нефти, повышает частоту ремонтов, сокращает межремонтный период, уменьшает производительность скважины и повышает себестоимость добытой одной тонны нефти.

С целью устранения всех этих нежелательных явлений, при снятии индикаторных диаграмм в 1968-ом году в журнале «Нефтяное хозяйство» (НХ) была опубликована статья [1], где был предложен новый способ определения пластового давления в штанговых глубинно-насосных скважинах. Этот способ исследования применялся во многих нефтяных скважинах морских месторождений «Дарвин банкасы», «Северная складка – море», на месторождении острова «Пираллахи-Южная складка», на месторождении «Балаханы-Сабунчи-Раманы», на месторождениях «Локбатан-Пуа-Гушхана», «Шабандаг-Шубаны-Аташгах-Ясамал дарасы» и «Галмаз» НГДУ имени А.Д.Амирова (на суще).

Этот новый способ был опубликован также в статье [2] и 1970-м году.

Сущность этого нового способа заключается в том что, в затрубное пространство работающей скважины подливается жидкость и уровень жидкости поднимается несколько метров выше своего статического положения, прекращается подлив и не задерживаясь прослеживается понижение уровня и строится кривая восстановления динамического уровня жидкости в скважине; строится также характеристика глубинного насоса, работающего в скважине; она получается в виде наклонной прямой. К кривой восстановления динамического уровня проводят касательную прямую, параллельную к построенной характеристике насоса; полученная точка касания дает статическое положение уровня жидкости в исследуемой скважине. Высота статического столба жидкости умножается на удельный вес смеси нефти и пластовой воды дает значение пластового давления; а значение удельного веса смеси вычисляется по значениям удельных весов нефти и пластовой воды, а также по значениям дебитов нефти и воды скважины.

Еще одним важным преимуществом этого способа заключается в том что, он дает возможность принудительно сократить время исследования, увеличивая дебит скважины до начала исследования [3].

Если штанговая глубинно-насосная скважина на продуцирует вязко-пластичную нефть без пластовой воды, то график восстановления динамического уровня жидкости в центральной части имеет отрезок параллельный к построенной характеристике насоса.

Об этом способе подробно изложено в монографии [5]. В работе [4] представлены полезные сведения о применении способа в штанговых насосных скважинах, продуцирующих вязко-пластичные нефти.

В настоящей статье предлагается еще один способ определения пластового давления в штанговых глубинно-насосных скважинах без остановки работы станка-качалки.

Сущность этого нового способа резко отличается от вышеизложенного способа и является более простым и легко осуществляемым.

Этот новый способ проводится следующим образом.

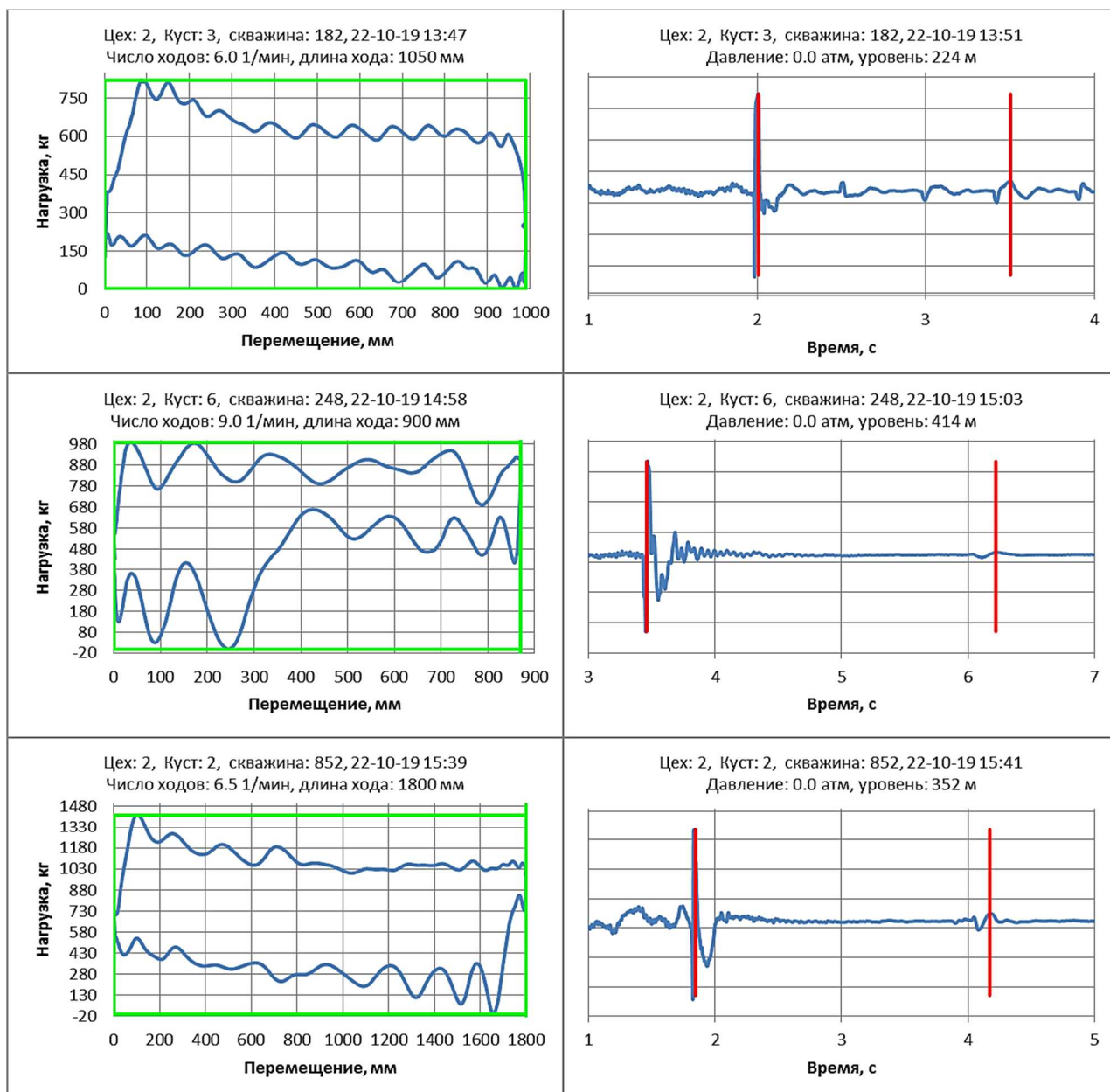


В затрубное пространство подливается вся продукция скважины непрерывно. При этом уровень жидкости в скважине постепенно повышается и приближается к его статическому положению. При подъеме уровня жидкости в скважине, динамическое забойное давление увеличивается и уменьшается приток жидкости из продуктивного пласта к скважине; пределом положения уровня является его статическое положение, при котором приток жидкости из пласта к скважине прекращается, то есть он превращается в нуль.

Глубина статического уровня жидкости замеряется эхометром аппаратно-программного комплекса «Квантор-4микро». Для уверенности уровень замеряется несколько раз; если получаются одинаковые результаты, это значит что, статический уровень определен правильно. Из глубины скважины вычитывается глубина статического уровня и определяется высота статического столба жидкости в скважине. Эта высота умножается на удельный вес смеси в добытой продукции, определяется значение пластового давления в работающей скважине без остановки станка-качалки.

Этот предлагаемый способ был применен в трех штанговых глубинно-насосных обводнившихся нефтяных скважинах НГДУ имени «А.Д.Амирова» ПО «АЗНЕФТЬ» №№ 182, 248 и 852.

На рисунке 1, представлены графики и динамограммы всех трех исследуемых скважин.



**Рисунок 1** – Результаты промысловых исследований до начала применения способа

В таблице 1 приведены технические и технологические характеристики этих скважин.

Исследования начались во всех этих скважинах 22.10.2019 г. В этих скважинах посредством динамометра снимались динамограммы и с помощью эхометра отбивались динамические уровни, соответствующие к своим технологическим режимам работы.



Таблица 1 – Информация об исследованных скважинах

№ скважины	№ скважины	Месторождения	Диаметр эксплуатационное колонны (")	Забой, м	Горизонт	Фильтры, м	Диаметр гудинного насоса	H <sub>плоская</sub> , м	НКТ, м				Тип станка-качалки	S	n	Q	Фактическая добыча			Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент подачи	% обводненности
									2"	2 1/2"	3/4"+П	7/8"+П					нефть (тонн/сут)	вода (м <sup>3</sup> /сут)	Всего				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ЦНГ Д № 2																							
1	182		10"	502	IV	502-410	43	373/10	-	383	21	25+3П	СКН-3	1,05	6,0	13,2	0,3	10,0	10,3	0,9215	1,0358	0,78	97,1
2	248	Локбатан	4"	679	nVI	668-418	32	425/10	10	425	-	53+1П	СКН-3	0,9	9,0	9,4	0,3	2,2	2,5	0,8893	1,0165	0,27	88,0
3	852		5"	487	IV	478-427	43	445/7	-	452	14	43+3П	СКН-5	1,8	6,5	24,5	0,4	13,0	13,4	0,8973	1,0347	0,55	97,0



Как видно из этого рисунка, максимальная нагрузка, действующая головке балансира станка-качалки, составляет по скважине № 182 – 775 кг; по скважине № 248 – 980 кг и по скважине № 852 – 1410 кг.

Эхометром отбивались глубины динамического уровня жидкости, которые получились: по скважине № 182 – 224 м, по скважине № 248 – 414 м и по скважине № 852 – 352 м.

Время замера уровней по скважине № 182 – 13:51 ч., по скважине № 248 – 15:03 ч. и по скважине № 852 – 15:41 ч.

Замера глубин статического уровня провиделись 23.10.2019 в этих скважинах. По ним динамометром снимались вторые динамограммы и отбивались эхометром глубины статического уровня в исследуемых скважинах.

На рисунке 2, значения максимальных нагрузок, действующих головке балансира станка-качалки, следующие: по скважине № 182 – 780 кг; по скважине № 248 – 1190 кг и № 852 – 1500 кг.

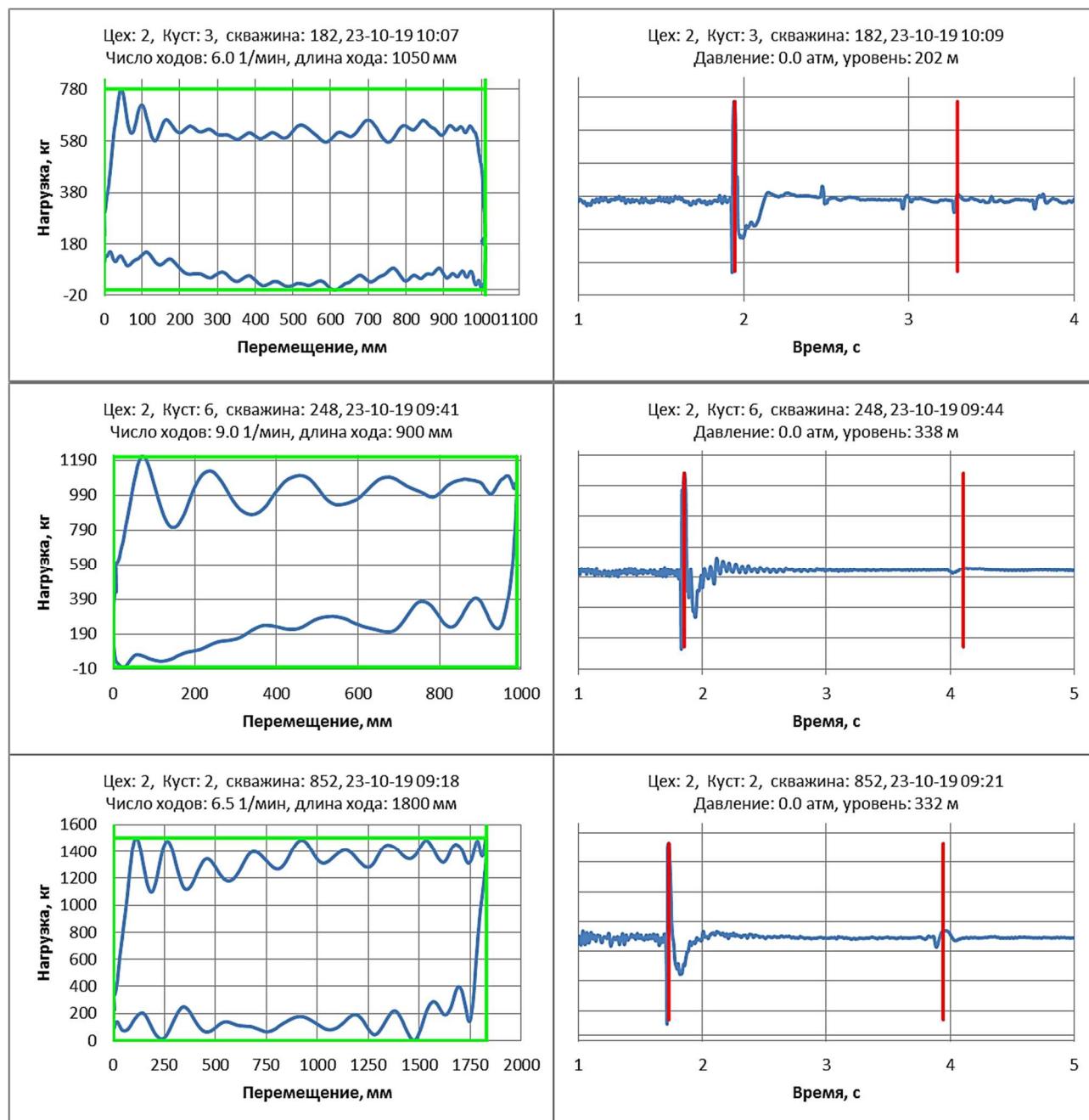


Рисунок 2 – Результаты промышленных исследований в конце примечания способа

Значения глубин статического уровня определялись: по скважине № 182 – 202 м.; по скважине № 248 – 338 м. и № 852 – 332 м.

Времени снятия динамограмм и замера глубины статического уровня жидкости следующие: по скважине № 182 – 10:09 ч., по скважине № 248 – 09:44 ч. и по скважине № 852 – 09:21 часов.



Глубины скважин, следующие: по скважине № 182 – 456 м.; по скважине № 248 – 543 м. и № 852 – 453 м.

Высоты статического столба жидкости составляли: по скважине № 182: 456 – 202 = 254 м.; по скважине № 248: 543 – 338 = 205 м. и № 852: 453 – 332 = 121 м.

Плотность нефти IV-го горизонта составляет по скважине № 182 составляет 0,9215 г/см<sup>3</sup>, того же горизонта по скважине № 852 составляет 0,8973 г/см<sup>3</sup> и горизонта nVI по скважине № 248 составляет 0,8893 г/см<sup>3</sup>.

Плотность пластовой воды IV-го горизонта составляет по скважине № 182 составляет 1,0358 г/см<sup>3</sup>, того же горизонта по скважине № 852 составляет 1,0347 г/см<sup>3</sup> и горизонта nVI по скважине № 248 составляет 1,0165 г/см<sup>3</sup>.

Ниже учитывая значения удельных весов нефти и воды, дебиты нефти и воды скважин рассчитывались удельные веса продукций (смесей нефти и воды) исследуемых скважин по следующей формуле:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n Q_n + \rho_v Q_v}{Q_n + Q_v} \quad (1)$$

и получены:

по скважине № 182:  $\rho_{см} = 1,0325$  г/см<sup>3</sup>;

по скважине № 248:  $\rho_{см} = 1,0012$  г/см<sup>3</sup>;

по скважине № 852:  $\rho_{см} = 1,0306$  г/см<sup>3</sup>.

$$\gamma_{см} = \rho_{см}g.$$

Учитывая значения замеренных высот статических столбов жидкости в скважинах и удельные веса продукций (смесей) скважин вычислялись значения пластового давления по исследованным скважинам следующей формулой (табл. 2):

$$P_{пл} = \rho_{см}gh_{ст} \quad (2)$$

и получены следующие значения:

по скважине № 182:  $P_{пл} = 1,0325 \cdot 9,81 \cdot 254 = 25,7ат = 2,57$  МПа;

по скважине № 248:  $P_{пл} = 1,0012 \cdot 9,81 \cdot 205 = 20,1ат = 2,01$  МПа;

по скважине № 852:  $P_{пл} = 1,0306 \cdot 9,81 \cdot 221 = 12,2ат = 1,22$  МПа.

С целью определения значений депрессий, прилагаемых в исследуемых скважинах при своих технологических режимах работы, сперва вычислены значения динамических забойных давлений в своих режимах притока:

по скважине № 182:  $P_c = 1,0325 \cdot 9,81 \cdot 232 = 23,5ат = 2,35$  МПа;

по скважине № 248:  $P_c = 1,0012 \cdot 9,81 \cdot 139 = 12,7ат = 1,27$  МПа;

по скважине № 852:  $P_c = 1,0306 \cdot 9,81 \cdot 101 = 10,2ат = 1,02$  МПа.

Затем от значений пластового давления вычитывались значения динамического забойного давления скважин и найдены значения депрессий, прилагаемых в исследуемых скважинах в своих режимах:

$$\Delta P = P_{пл} - P_c, \quad (3)$$

по скважине № 182:  $\Delta P = 25,7 - 23,5 = 2,2ат$ ;

$\Delta P = 2,57 - 2,35 = 0,22$  МПа;

по скважине № 248:  $\Delta P = 20,14 - 12,67 = 7,5ат$ ;

$\Delta P = 2,014 - 1,267 = 0,75$  МПа;

по скважине № 852:  $\Delta P = 12,2 - 10,2 = 2,0ат$ .

$\Delta P = 1,22 - 1,02 = 0,20$  МПа.

Как видно, в скважинах № 182 и № 852 имеется возможность повысить значение депрессии и увеличивать дебит нефти.

**Таблица 2** – Результаты исследовательских работ на скважинах

№	Скважины	$Q_n, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_v, \text{ м}^3/\text{сут}$	$\rho_n, \text{ г/см}^3$	$\rho_v, \text{ г/см}^3$	$\rho_{см}, \text{ г/см}^3$	Динамический уровень, м	Статический уровень, м	Средина фильтра, м	Статических столбов жидкости, м	Динамических столбов жидкости, м	$g, \text{ м/с}^2$	$P_{пл}, \text{ МПа}$	$P_c, \text{ МПа}$	$\Delta P, \text{ МПа}$
1	182	0,3	10	0,9215	1,0358	1,0325	224	202	456	254	232	9,81	2,57	2,35	0,22
2	248	0,3	2,2	0,8893	1,0165	1,0012	414	338	543	205	129		2,014	1,267	0,75
3	852	0,4	13	0,8973	1,0347	1,0306	352	332	453	121	101		1,22	1,02	0,20



## Выводы

1. В статье предложен новый способ определения пластового давления в штанговых глубинно-насосных нефтяных скважинах без остановки работы станка-качалки, который является самым простым и легко осуществляемым.

2. Этот способ осуществляется путем перевода полную продукцию скважины в затрубное пространство, в результате этого уровень жидкости в скважине со временем поднимается, и расход продукции, поступающий из пласта к скважине, уменьшается.

3. После течения периода, по значению равного времени восстановления забойного давления, останавливается работа скважины и не задерживаясь замеряется глубина статического уровня жидкости в скважине.

4. Учитывая глубины исследуемой скважины (т.е. глубины среднего отверстия забойного фильтра) и удельного веса продукции скважины, состоящей из нефти и пластовой воды, определяется значение пластового давления.

5. Зная значение пластового давления возможно принять решение о повышении значения депрессии.

## Литература

1. К вопросу определения пластового давления в глубиннонасосных скважинах при откачке неютоновских нефтей / И.М. Алиев [и др.] // Ученые записки, Азерб. ин-т. нефти и химии. – 1974. – Сер. 9. – № 7. – С. 6.

2. Мамедов З.И., Мустафаев С.Д., Байрамов А.А. Принудительное изменение времени определения пластового давления глубиннонасосных скважин // Известия высш. учеб. зав.-й «Нефть и газ». – 1971. – № 6. – С. 33–36.

3. Мустафаев С.Д. Новый метод определения пластового давления в глубиннонасосных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 8. – С. 4.

4. Мустафаев С.Д. Новый прием определения пластового давления глубиннонасосных скважин // Труды Уфимского нефтяного института, Физико-химия и разработка нефтяного пласта. – 1970. – Выпуск VI.

5. Mustafayev S.D. Quyuların ştanqlı dərnlk nasos üsulu ilə istismarı // Bakı-Elm. – 2010. – 677 səh., səh. 404–421.

## References

1. To the question of reservoir pressure determination in the depth-pump wells at pumping of non-Yuton oils / I.M. Aliyev [et al.] // Scientists' notes, Azerb. in. oil and chemistry. – 1974. Ser. 9. – № 7. – P. 6.

2. Mamedov Z.I., Mustafayev S.D., Bayramov A.A. Forced change of a time for determination of the formation pressure of the deep-pump wells // Izvestia vysov. – 1971. – № 6. – P. 33–36.

3. Mustafayev S.D. New method for determination of formation pressure in deep pumping wells // Oil economy. – 1968. – № 8. – P. 4.

4. Mustafayev S.D. New method of reservoir pressure determination for deep pumping wells // Proceedings of Ufa Oil Institute, Physics and Chemistry and oil reservoir development. – 1970. – Issue VI.

5. Mustafayev S.D. Quyuların ştanqlı dərnlk nasos üsulu ilə istismarı // Bakı-Elm. – 2010. – 677 səh., səh. 404–421.