

# АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИННЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ ЖИДКОСТИ В КОМПОНОВКЕ КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ ШСНУ В ПРОЦЕССАХ ОТКАЧКИ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ЖИДКОСТИ

Власов В.В. (УГНТУ)

В период 2001-2002 гг. на Кушкульском, Узыбашевском (Табулдаковская площадь, Баскаковская площадь) нефтяных месторождениях АНК «Башнефть» НГДУ «Уфанефть» проводились мероприятия по очистке поровых каналов породы ПЗС от фильтрата бурового раствора и твердых песчаных осадков в процессах освоения и эксплуатации скважин. Подобранные скважины эксплуатировались долгое время без промывок зумпфа и характеризовались большой обводненностью добываемой продукции, низким дебитом по жидкости, низкой продуктивностью по нефти и ухудшенной фильтрационной характеристикой геологической породы в ПЗС.

Мероприятия по извлечению механических примесей и бурового раствора на поверхность проводились способом дискретной форсированной откачки скважинной продукции, с использованием стандартного штангового насоса дополнительно снабженного дискретными нагнетателями жидкости. Муфты-нагнетатели устанавливались в количестве 5 штук на каждую 11 штангу и выполняли функции плунжеров, соединительных муфт штанг и механических разделителей скважинной жидкости на ступени.

По скважине №185 мероприятие по очистке ПЗС проводилось 9 сентября 2001 года. В таблице 1 представлены технические параметры скважины №185 и характеристика подземного оборудования на даты до и после использования нагнетателей жидкости.

Таблица 1

№	Показатель	20.07.01.	18.09.01.	
1	Забой скважины, м	1845,6	1845,6	
2	Перфорация, м	1813-1815,6; 1818-1820	1813-1815,6; 1818-1820	
3	Параметр СКН	N-5 об/мин; L-2,1м;	N-5 об/мин; L-2,1м;	
4	Насос	НСН2-44	НСН2-44	
5	Глубина подвески	1200	1200	
6	штанги	7/8" шт.	45	67
		3/4" шт.	70	70
		1" шт.	35	0

В таблице 2 представлено изменение технологических параметров работы скважины № 185 до и после использования муфт-нагнетателей.

Таблица 2

Параметры	До (20.07.01.)	После (18.09.01.)
1.Динамический уровень $H_{дин}$ , м	780	986
2.Дебит по нефти $Q_{н}$ , т/сут	5	18,6
3.Дебит по жидкости $Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	8,2	22,5
4.Обводненность жидкости $H_2O$ , %	35	17
5.Пластовое давление $P_{пл}$ , атм	162,1	162,1
6.Глубина скважины $H_{скв}$ , м	1846	1846
7.Депрессия $\Delta P$ , атм	66,9	85,3
8.Конц. осадков $\alpha_0$ в жид., м <sup>3</sup> /сут	0,0123	0,076

На рисунке №1 в графическом виде представлены эксплуатационные показатели ( $Q_{ж}$ ,  $H_2O$ ) по скважине № 185 до и после установки муфт-нагнетателей.

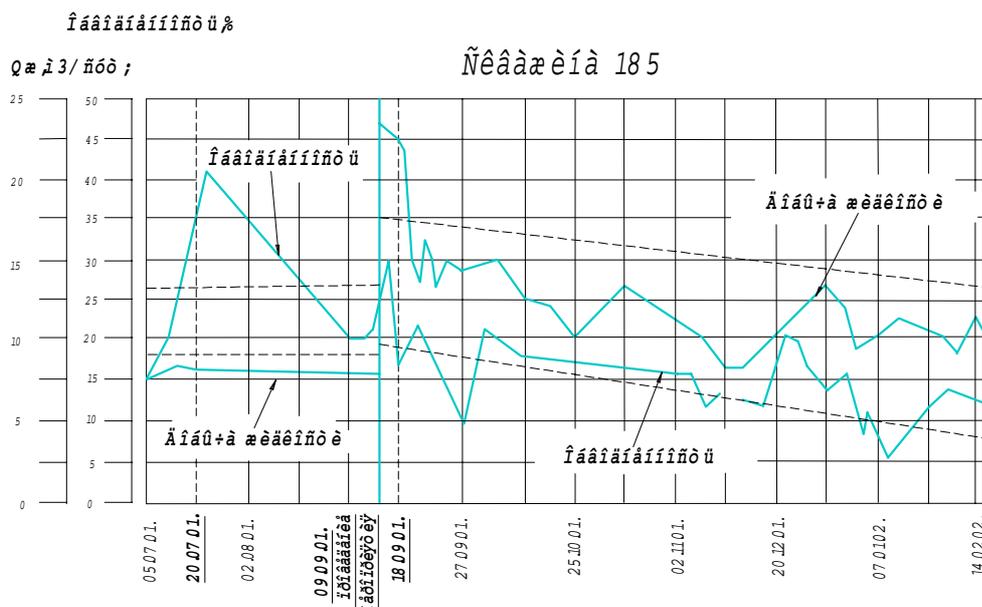


Рисунок – 1 Изменение эксплуатационных показателей до и после использования нагнетателей жидкости.

Таблица 2 и рисунок 1 показывают увеличения дебита по жидкости, снижение обводненности скважинной продукции и снижение динамического уровня после использования скважинных нагнетателей.

С целью определения режима фильтрации жидкости и коэффициента продуктивности по нефти  $K_{прод}^H$  по табличным данным в координатах  $Q_H - \Delta P$  на двух режимах работы насоса была построена индикаторная диаграмма.

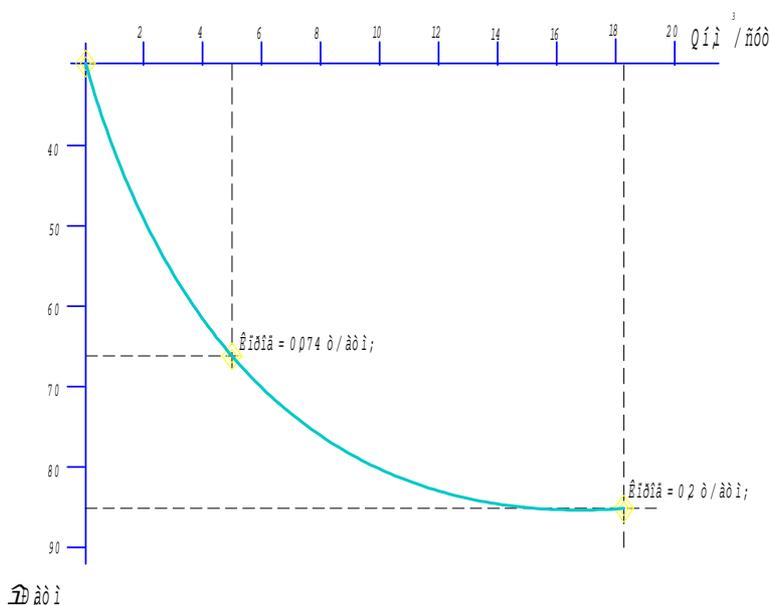


Диаграмма 1 - Изменение коэффициента продуктивности по скважине № 185.

Из диаграммы 1 видно, что зависимость между  $Q_H - \Delta P$  не линейная и имеет прогиб в сторону оси депрессий. Согласно [1,2] выпуклость в сторону оси  $\Delta P$  характеризует неустановившийся режим фильтрации или предполагает подключения в работу ранее не подключенных нефтяных пропластков по мере увеличения депрессии на забой.

Проведенный комплекс гидродинамических исследований по скважине № 185 после очистки ПЗС показал улучшение фильтрационных свойств геологической породы. Гидродинамические исследования проводились методом КВД, по регистрации изменения забойного давления во времени при внезапной остановке скважины. При достаточном времени исследования скважин в большинстве случаев обработка линии восстановления давления без учета притока жидкости дает надежные результаты и является наиболее простой. В таблице 3 представлены фильтрационные свойства породы в ПЗС скважины № 185 до и после проведения мероприятия.

Таблица 3

Фильтрационные параметры	До (20.07.01.)	После (18.09.01.)
1. Гидропроводность $\frac{kh}{\mu_n} \frac{Д \cdot см}{мПа \cdot с}$ ;	32,5	43
2. Пьезопроводность $\chi \cdot 10^3 \frac{см^2}{с}$ ;	2,375	3,137
3. Проницаемость породы $к_n$ мДр;	184,3	243
4. Коэф. гидр. совершенства $\varphi$ %.	нет данных	99

Таблица 3 показывает, что после извлечения механических примесей проницаемость породы изменилась на 58,7 мДр, что, безусловно, положительно отразилось на коэффициенте продуктивности скважины.

Оптимизация процесса эксплуатации любой скважины, в продукции которой находится большое количество непроницаемых осадков, заключается, прежде всего, в том, чтобы на всем протяжении от забоя до устья должен быть установлен и поддерживался режим полного выноса механических примесей на поверхность. Обеспечение полного выноса твердых закупоривающих материалов из призабойной зоны позволит в полной мере эксплуатировать нефтенасыщенную толщину пласта и в достаточной степени выработать нефтяные запасы.

На протяжении 5 месяцев после установки нагнетателей жидкости, проводился отбор устьевых проб на содержания в скважинной продукции песка. Результаты анализа устьевых проб полученные в ЦНИПРе НГДУ "Уфанефть" показали, что в начальный период форсированного отбора содержания механических примесей в добываемой жидкости достигало максимального значения  $\alpha_0 = 0,37$  %, через 2 недели просматривалась тенденция к снижению концентрации осадков до 0,21 % с последующим снижением до 0,08 %. До использования нагнетателей жидкости скважина №185 эксплуатировалась стандартным штанговым насосом типа НСН2-44 с постоянным дебитом по жидкости  $Q_{ж} = 8$  м<sup>3</sup>/сут, обводненностью В 35% и концентрацией механических примесей 170 мг/л (0,0123 м<sup>3</sup>/сут). После компоновки муфт на колонну насосных штанг дебит по жидкости увеличился  $Q_{ж}$  до 22 м<sup>3</sup>/сут, обводненность В снизилась до 17%, с повышением концентрации механических примесей до 418 мг/л (0,076 м<sup>3</sup>/сут).

На рисунке №2 по скважине № 185 представлена динамика изменения объемной концентрации осадков  $\alpha_0$  до и в период проведения мероприятия. Из рисунка видно, что с 18 сентября 2001 года по 22 февраля 2002 года концентрация песка постепенно уменьшалась до значения 0,067%. Это показывает, что штанговый насос, снабженный нагнетателями жидкости, эффективно откачивает скважинную продукцию с песком, что благоприятно влияет на очистку скважины №185 от твердых осадкообразующих включений и песка.

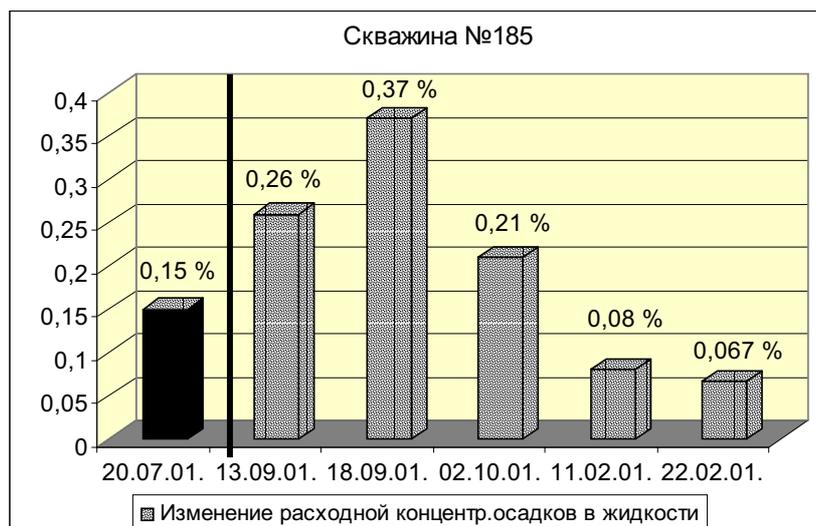


Рисунок 2 – динамика изменения объемной концентрации осадков  $\alpha_0$  до и после использования муфт-нагнетателей.

С целью определения глубины очистки ПЗС от песка по методике А.Н.Адолина изложенной в [3,4,5] были определены: скорость потока скважинной продукции  $v_{жс}$ , скорость оседания частиц  $\omega$ , безразмерный параметр выноса  $U_{бр}$  характеризующий глубину очистки ПЗС и минимальный дебит по жидкости  $(Q_{ж})_{min}$ . Методика расчета А.Н.Адолина основывается на определении скорости скважинной жидкости в НКТ, скорости оседания твердых частиц по закону Стокса и нахождение безразмерного параметра выноса. А.Н. Адониным экспериментально было установлено, что полное извлечение частиц песка из ПЗС обеспечивается только при условии  $U_{бр} \geq 2,5$ .

В таблицу 4 сведены основные результаты расчетов вышеперечисленных параметров на даты до и после применения нагнетателей жидкости.

Таблица 4

Параметры	20.07.01.	18.09.01.
1.Концентрация твердых осадков $\alpha_0$ , в жидкости %	0,15	0,37
2.Скорость потока скважинной продукции $v_{жс}$ , см/с	0,52	1,41
3.Скорость оседания твердых частиц песка $\omega$ , см/с	0,53	0,53
4. Безразмерный параметр выноса $U_{бр}$	0,98	2,66
5. Минимальный дебит $(Q_{ж})_{min}$ , м <sup>3</sup> /сут	21	21
6.Дебит по жидкости $Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	8	22

Из таблицы 4 видно, что после создания форсированного темпа отбора скорость потока жидкости  $v_{жс}$  возросла с 0,52 см/с до 1,41 см/с, а также увеличился безразмерный параметр выноса  $U_{бр}$  с 0,98 до 2,66, в то время как скорость оседания части песка осталась без изменения.

На рисунке 3 в графическом виде представлены основные результаты расчетов примесей  $\alpha_0$ .

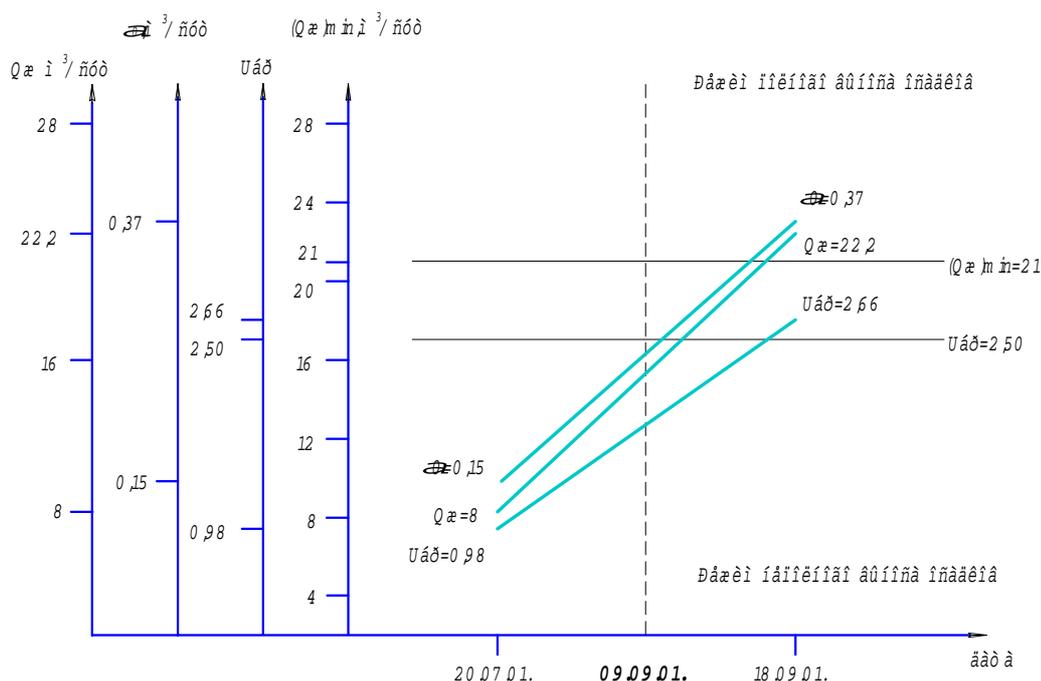


Рисунок 3 - основные параметры, характеризующие степень выноса механических осадков из ПЗС на поверхность.

На рисунке 3 представлены две области полного выноса осадков и неполного выноса осадков из ПЗС. Граничные условия  $U_{гр} \geq 2,5$  и минимальный дебит по жидкости  $(Q_{жид})_{min} = 21 \text{ м}^3/\text{сут}$  на рисунке показаны утонченными линиями. Как видно из рисунка использование стандартного штангового насоса не удовлетворяет данным требованиям (область неполного выноса) и следовательно не обеспечивает извлечение песка на поверхность. После установки нагнетателей жидкости безразмерный параметр выноса  $U_{гр}$  стал равен 2,66, что полностью удовлетворяет условию  $\geq 2,5$

Далее рассмотрим результат эксперимента использования нагнетателей жидкости в компоновке колонны насосных штанг ШСНУ в процессе освоения скважины № 142с1 Ново – Узыбашевском нефтяного месторождения НГДУ “Уфанефть”.

Добывающая скважина №142с1 Ново – Узыбашевского месторождения после зарезки бокового ствола бригадой КРС долгое время не могла быть освоена и не выходила на эксплуатационный режим. Скважина была пробурена на нефтяные пропластки Д<sub>1</sub>-Д<sub>2</sub> Узыбашевского месторождения с низким пластовым давлением. В начальный период освоения использовался стандартный штанговый насос типа НСН-43, который после подачи 6 м<sup>3</sup> жидкости прекратил подавать. Детальный анализ проблемы выявил, что прекращение подачи насоса был связан с забиванием шаровой клапанной пары насосного плунжера тяжелым буровым раствором.

После установки муфт нагнетателей в тот же насос в количестве 5 штук и запуском его в работу, удалось успешно произвести откачку бурового раствора из скважины, получить приток нефти и вывести скважину на эксплуатационный режим. При этом проблема забивания плунжера насоса мех. примесями не возникала. Удалось успешно откачать буровой раствор и создать дополнительную депрессию на ПЗС, при этом подача насоса  $Q_{ж}$  выросла с 9,3 м<sup>3</sup>/сут до 17 м<sup>3</sup>/сут, депрессия  $\Delta P$  с 59,5 до 100,7 атм.

Мероприятия по очистке проводились по 5 скважина. Обобщенные результаты промысловых внедрений и гидродинамических исследований представлены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5

Месторождение	Объект	№ скв.	Тип насоса	Эксплуатационные показатели							
				$Q_{ж}$ м <sup>3</sup> /сут		$Q_{н}$ т/сут		В, %		$H_{дин}$ , м	
				до	после	до	после	до	после	до	после
Кушкульское	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	185	НСН2-44	8,2	22,5	5	18,6	35	17	87	325
Кушкульское	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	192	НСН-44	2,8	5,5	1,5	4,3	36	22	706	902
Узыбашевское	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	142	НСН-43	9,3	17	2,7	11,1	66	25	168	668
Узыбашевское (Баскаковская площадь)	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	435	НСН-44	0,8	23	0,5	18,6	23,5	7	956	1126
Узыбашевское (Табулдаковская площадь)	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	328	НСН-44	9	18,5	4	9,8	49	39	202	410

Таблица 6

Месторождение	Объект	№ скважины	Тип насоса	Фильтрационные показатели							
				$K_{прод}^{нефти}, \frac{m}{атм}$		$\frac{kh}{\mu_n}, \frac{д \cdot см}{мПа \cdot с}$		$\chi \cdot 10^3, \frac{см^2}{с}$		$K_{пр}^н, мДр$	
				до	после	до	после	до	после	до	после
Кушкульское	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	185	НСН2-44	0,0075	0,3	32,5	43	2,375	3,137	184,3	243
Кушкульское	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	192	НСН-44	0,066	0,09	22,9	27,6	1,082	1,304	84,9	101
Узыбашевское	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	142с1	НСН-43	0,033	0,08	83,9	96,6	0,47	0,59	37,4	43
Узыбашевское (Баскаковская площадь)	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	435	НСН-44	0,0063	1	168,3	181,2	4,22	8	417	620
Узыбашевское (Табулдаковская площадь)	Д <sub>1</sub> -Д <sub>2</sub>	328	НСН-44	0,099	0,16	9,8	13,8	0,37	0,5	26	39

Таким образом, на основании результатов промысловых внедрений муфт-нагнетателей жидкости в компоновке колонны насосных штанг ШСНУ, результатов гидродинамических исследований и расчета безразмерной скорости потока жидкости можно сделать следующие выводы:

1. Плунжерное разделение скважинной жидкости на отдельные ступени и выравнивание индивидуальных составляющих скважинной продукции способно повысить скорость движения жидкости в НКТ более чем в 1,5 раза.

2. Использование нагнетателей жидкости расположенных в колонне насосных труб расчетном порядке предотвращает забивание первого плунжера стандартного штангового насоса фильтратом бурового раствора в процессе освоения скважин.

3. Повышение скорости движения жидкости в НКТ и сохранение форсированного режима откачки на длительный период способно эффективно извлекать твердые механические осадки из призабойной зоны скважины, что улучшает фильтрационные характеристики геологической породы в ПЗС и повышает коэффициент продуктивности скважин по нефти.

Если обратиться к таблице 5 то можно видеть, что по всем скважинам, на фоне увеличения дебита по жидкости произошло снижение обводненности продукции. По мнению специалистов Л.С.Каплана, Ф.С.Абдуллина, В.В.Девликамова, В.В.Исаичева, В.А.Казакова, В.Л.Андреева, С.Т.Овнатанова, К.А.Карапетова и др. снижение обводненности добываемой жидкости во время форсированной откачки основывается на следующих предпосылках. Увеличение темпа отбора жидкости из скважин и соответственно повышение депрессии на ПЗС приводит в первую очередь к увеличению скоростей дренирования жидкости, из пропластков которые имеют большие давления, лучшую проницаемость и больший коэффициент подвижности жидкости. В большинстве случаев это промытые водонефтяные прослойки, которые в большой мере принимают воду при водонапорном режиме разработки месторождения. Ускоренный отбор скважинной жидкости состоящей из воды и остаточной нефти в течение некоторого времени постепенно приводит к снижению давления в промытых зонах (при условии отсутствия компенсации потери это давления) и способствует падению давления в промытых зонах ниже, чем в непромытых зонах. Это приводит к гравитационному перетоку нефти из непромытых зон в промытые, увлечение ускоренным потоком воды в скважину и подъем ее на дневную поверхность [6,7]. Но пока произойдет снижение давления, в скважину будет поступать высокообводненная жидкость. В связи с этим, часто в продукции скважин переведенных на форсированную откачку в начальный период ускоренного отбора наблюдается увеличение доли воды в добываемой продукции, затем ее постепенное снижение и увеличение доли нефти.

Из таблицы 5 видно, что после установки усовершенствованного штангового насоса в скважины №№ 185, 192, 142с1, 435, 328 и начала ускоренного отбора, на фоне увеличения добычи жидкости  $Q_{ж}$  наблюдается снижение обводненности добываемой продукции  $H_2O$ . Снижение доли воды  $H_2O$  наблюдается по всем обработанным скважинам и среднее значение ее составляет 20%. На фоне увеличения добычи жидкости  $Q_{ж}$  в среднем на 11,2 м<sup>3</sup>/сут, наблюдается снижение динамического уровня  $H_{дин}$ , среднее значение которого составляет 252,4 м. Взаимосвязь между увеличением дебита по жидкости и снижением динамического уровня говорит о создании классического форсированного отбора жидкости из обрабатываемых скважин.

Из таблицы 4 и рисунка 2 видно, что перевод скважины № 185 на форсированный режим дренирования привел к увеличению объемной расходной концентрации мех.

примесей  $\alpha_0$  в добываемой жидкости. В период с 20.07.01. до 18.09.01. концентрация мех. примесей возросла с 0,15 % до 37 %. Проведенный комплекс гидродинамических исследований методом КВД показывает улучшение коэффициента проницаемости  $K_{пр}$ , и других фильтрационных характеристик ПЗС, что доказывает об очистке ПЗС.

Принимая во внимание вышесказанное, можно утверждать о том, что включение в работу ранее не подключенных нефтяных пропластков произошло не только вследствие эффекта от снижения давления в промытых зонах (классический форсированный отбор), но также в связи с очисткой ПЗС от песка и других закупоривающих осадков.

Способность усовершенствованного штангового насоса эффективно откачивать мех. примеси с забоя скважин привело к тому, что форсированная откачка жидкости сохранялась довольно долгое время.

#### ЛИТЕРАТУРА:

- 1.Амиян В.А.“Повышение производительности скважин” М: Недра 1964.-с.217.
- 2.Гиматулинов Ш.К.“Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений” Москва “Недра” 1983г.
- 3.Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений М: Недра 1998 г.-с.150-199.
- 4.Ишмурзин А.А. Повышения эффективности эксплуатации малодебитных скважин штанговыми насосными установками. Уфа, 1998.-с.6-9, 12-16, 60-70.
- 5.Ишмурзина Н.М., Ишмурзин А.А.“Оборудование для эксплуатации нефтяных скважин” Патент SU 1691512 А1. Ужгород 1985г.
- 6.Ишмурзин А.А. Повышение эффективности добычи многокомпонентной продукции из малодебитных нефтяных скважин штанговыми насосами: Дис. Докт. Техн. Наук. – Уфа, 2000 – 256с.
- 7.Мамедов Н.Г. Новый способ освоения нефтяных скважин. Журнал. Айзербайджанское нефтяное хозяйство.-1999.-№8.-с.55-58.