

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Сулейманов Б.А., Исмаилов Ш.З.

(ГосНИПИ «Гипроморнефтегаз», г.Баку)

Длительная работа добывающих скважин на определенном режиме эксплуатации приводит в конечном итоге к кальматации призабойной зоны и снижению ее проницаемости. Такое загрязнение, связанное с выносом минеральных частиц из удаленных зон пласта, интенсивного выделения растворенного газа, отложения неорганических солей и т.д. приводит в конечном итоге к снижению дебита скважин. Длительная работа скважин без проведения мероприятий по очистке призабойной зоны может также сопровождаться остановками и простоями скважин.

Известен ряд физических методов воздействия на призабойную зону скважин, таких как акустическое [1, 2], вибровоздействие [3], электро-и магнитное [4-8] и т.д. Недостатком указанных способов является необходимость использования специальных, иногда дорогостоящих устройств. К примеру, при воздействии в скважину спускают гидравлический забойный вибратор, создающий импульсы высокой частоты [3]. Спуск дорогостоящих устройств необходим также при акустическом воздействии [9, 10].

Поэтому, в настоящее время наиболее перспективными представляются физические методы, не требующие применения дополнительных дорогостоящих приспособлений, а основанные на соответствующем регулировании устьевых параметров скважины, в частности предложенные академиком А.Х.Мирзаджанзаде метод импульсного воздействия, барообработки [11] и “шока”.

В настоящей статье предлагается новый способ физического воздействия на призабойную зону.

Известно, что при работе эксплуатационных скважин в призабойной зоне имеют место высокочастотные низкоамплитудные колебания давления и дебита скважин. При этом, как показывают многочисленные исследования, воздействие на ПЗС низкочастотных высокоамплитудных колебаний способствуют более глубокому проникновению импульсов давления по простирацию пласта и в итоге, выносу из ПЗС различных загрязнителей. Ниже представлены экспериментальные и промысловые исследования посвященные этому вопросу [12].

Эксперимент. Для проведения лабораторных опытов по физическому воздействию на призабойную зону скважин была собрана экспериментальная установка [13], схема которой приведена на рис. 1. Установка включала следующие элементы: 1 - вакуумная линия; 2 - колонка с пористой средой (модель пласта); 3 - кожух колонки; 4 - образцовые манометры; 5 - вентили; 6 - бомба PVT; 7 - кожух бомбы PVT; 8 - разделительный поршень бомбы PVT; 9 - бачок для продавочной жидкости; 10 - распределительный манифольд; 11 - дозаторный насос ; 12 - ультратермостат; 13 - датчики давления “Сапфир - 22 ДИ”; 14 - самописец; 15 - регулятор давления; 16 - мензурка.

Эксперименты проводились по следующему плану:

- колонка высокого давления, представляющая собой полый стальной цилиндр, обклеенный изнутри кварцевым песком, с длиной рабочей части 1.1 м и внутренним диаметром 0.033 м, путем вертикальной вибрационной трамбовки заполнялась кварцевым песком ;

- после обвязки экспериментальной установки согласно схеме (рис. 1) по известной методике определяли объем пор и проницаемость по воздуху ;

- при постоянном термостатировании ($T=303^0\text{K}$) производилось вакуумирование установки;

- в бомбу PVT, объем которой составлял $3.4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ ($T=323^0\text{K}$) подавали заранее приготовленную модель нефти (трансформаторное масло) содержащую мехпримеси и парафин в концентрации 10%;

- посредством дозаторного насоса рабочая жидкость под вакуумом подавалась в модель пласта;

- производилась фильтрация исследуемой системы в модели пласта, в процессе которой определяли зависимость расхода жидкости от безразмерного объема прокачки, при этом контроль за давлением на входе и выходе колонки осуществлялся при помощи датчиков давления и образцовых манометров, а поддержание давления на заданном уровне обеспечивал регулятор давления (контактный манометр) установленный после дозаторного насоса.

Для исключения влияния окклюдированного газа (который имеется в пористой среде даже после тщательного вакуумирования [14] на результаты экспериментов, на выходе колонки поддерживалось постоянное давление 2.0 МПа.

Эксперимент проводился в пористой среде сложенной кварцевым песком фракции $0.314 - 0.25 \cdot 10^{-3} \text{ м}$, с проницаемостью $0,7 \text{ мкм}^2$, при перепаде давления $\Delta P = 1 \text{ МПа}$. Результаты приведены на рис. 2, из которого видно, после прокачки двух поровых объемов расход жидкости стабилизируется на уровне практически в три раза меньше чем первоначальный.

После проведения указанного опыта вход и выход колонки с пористой средой менялся местами, т.к. после прокачки рабочей жидкости мехпримеси и парафин отложились в основном вблизи входа колонки, который в дальнейшем служил моделью загрязненной призабойной зоны.

Далее посредством выходного вентиля создавали колебания расхода различной амплитуды ($A = Q/Q_0 = 1.0-5.0$, где Q_0 , Q - соответственно, первоначальный и создаваемый расход жидкости) и частоты ($\omega = 10^{-3}-10^{-1} \text{ с}^{-1}$) при первоначальном уровне давления на выходе колонки 2.0 МПа, на входе 3.0 МПа и различных перепадах давления 1.0-5.0 МПа. При этом продолжительность процесса воздействия изменялась в интервале 600 - 21600 с. После воздействия возобновляли фильтрацию при прочих равных условиях и определяли зависимость расхода жидкости от безразмерного порового объема.

Как известно, степень влияния физического воздействия определяется не отдельно по амплитуде и частоте колебаний, а по обобщающему параметру - ускорению колебаний [15, 16, 17]:

$$a = A \cdot \omega^2$$

В связи с этим эксперименты проводились при различных значениях $a = 1.5 \cdot 10^{-6}-1.5 \cdot 10^{-2}$. Результаты экспериментов при $a = 1.5 \cdot 10^{-2}$; $2.0 \cdot 10^{-4}$; $5.0 \cdot 10^{-6}$ приведены, соответственно на рис. 3 - 5. Как видно из рисунков с уменьшением a эффект от физического воздействия возрастает. Так при $a = 1.5 \cdot 10^{-2}$ расход жидкости после воздействия увеличивается на 20% , при $a = 2.0 \cdot 10^{-4}$ на 100%, а при $a = 5.0 \cdot 10^{-6}$ почти полностью восстанавливается.

Объем проведенных экспериментов позволяет построить общую зависимость прироста расхода жидкости после физического воздействия Q_1/Q_0 (где, Q_1 - расход жидкости после физического воздействия). В связи с этим полученные результаты описывались аналитической зависимостью [17]:

$$Q_1/Q_0 = KA^n \omega^m$$

Очевидно, указанная зависимость спрямляется в логарифмических координатах $\lg(Q_1/Q_0) - \lg(A^n \omega^m)$.

На рис. 6 приведена указанная зависимость для проведенных экспериментов при $K=0.477$, $n=1$ и $m=2$.

Как видно из рисунка результаты экспериментов хорошо описываются предложенной зависимостью, которая может быть использована для выбора оптимальных условий физического воздействия.

Далее было определено влияние циклов воздействия на эффективность процесса. На рис. 7 показана зависимость эффективности воздействия Q_i ($Q_i = (Q_1/Q_0)_{\max} / (Q_1/Q_0)_t$; где $(Q_1/Q_0)_{\max}$, $(Q_1/Q_0)_t$ - максимальное и текущее значения прироста расхода жидкости). Как видно из рисунка увеличение числа циклов больше 10 не приводит к увеличению эффекта от физического воздействия.

Опытно-промышленное внедрение. Результаты экспериментальных исследований, приведенные в предыдущем параграфе послужили основой для разработки нового экономичного, ресурсосберегающего способа восстановления первичной проницаемости и увеличения дебита нефтедобывающих скважин.

Предлагаемый способ физического воздействия на призабойную зону нефтедобывающих скважин включает временное увеличение депрессии на пласт путем изменения диаметра штуцера с последующим возвращением скважины на первоначальный режим работы (возможно использование устьевого пульсатора специальной конструкции). Указанная операция повторяется в течение суток с периодичностью, определяемой по формуле [11]:

$$T = f^{-1} \approx r^2 / \chi, \quad (1)$$

где f - частота колебаний, r - радиус призабойной зоны скважины, χ - пьезопроводность пласта.

Оценим возможный период и частоту колебаний, необходимые для физического воздействия на ПЗС. Для этого используем известную формулу для пьезопроводности [11]:

$$\chi = k / m\mu\beta,$$

где k - проницаемость; m - пористость; μ - вязкость; β - сжимаемость.

Подставляя в последнюю формулу (1) получим:

$$T = r^2 m \mu \beta / k$$

Принимая радиус призабойной зоны равным $r=10$ м и подставляя наиболее распространенные промысловые значения необходимых параметров: $m=0.2$; $\mu=5 \div 50 \cdot 10^{-3}$ Па·с; $\beta=10^{-9} \div 10^{-10}$ Па⁻¹; $k=10^{-14} \div 10^{-12}$ м² получим, что при указанных значения параметров $T = 10 \div 10^5$ с, а $f = 10^{-1} \div 10^{-5}$ с⁻¹.

Таким образом, обеспечивается “разгрузочное” воздействие на призабойную зону скважин, проникающее на заданную глубину ПЗС и обеспечивающее вынос из нее загрязнений и восстановление первоначальной проницаемости.

Разработанная технология может быть применена также в условиях пескопроявления, что обеспечит вынос накопившихся в призабойной зоне загрязнений и песка на поверхность, увеличивая межремонтный период скважины и исключая проведение дорогостоящих очистных мероприятий. При этом, для обеспечения эффективности мероприятий наряду с определением частоты воздействия имеют еще два параметра:

- максимально допустимый расход жидкости (Q_{\max}) в период работы с повышенным диаметром штуцера, превышении которого приводит к осложнениям при работе скважины (дальнейшее разрушение призабойной зоны, выделение газа и т.д.) ;

- скорость уноса загрязнений и песка (W_s), находящихся в стволе скважины.

Максимально допустимый расход Q_{\max} определяется на основе анализа динамики дебита жидкости скважины до начала снижения ее эксплуатационных показателей. В случае, если определенным таким образом максимальный расход

не обеспечит необходимой эффективности обработки максимальный расход определяется по существующим методикам [18, 19, 20].

Скорость уноса мехпримесей из ствола скважины при их объемной концентрации $\varphi=0.01\div 0.06$, что полностью соответствует реальному диапазону ее изменения определяется по формуле [21]:

$$W_s = \sqrt{\left(\frac{\rho_{\text{мех}}}{\rho} - 1\right)gD}$$

где $\rho_{\text{мех}}$, ρ - плотность, соответственно мехпримеси и жидкости; g - ускорение свободного падения, D - диаметр частиц мехпримесей. В случае выноса загрязнений из пласта их диаметр лимитируется средним размером пор пористой среды, легко определяемый по проницаемости и пористости [21], а в случае выноса пластового песка средний диаметр частиц можно определить по следующей формуле [22]:

$$D = \sqrt{\frac{72c'k(1-m)^2}{m^3}}$$

$c'=2.5$ - коэффициент извилистости пористой среды.

Расчеты по указанным формулам показывают, что расход ($Q_s = W_s \cdot F$, где F - площадь поперечного сечения подъемника), при котором осуществляется унос жидкости из ствола скважины, может изменяться в широких пределах ~ 4 - $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ в зависимости от параметров скважины.

Приведенные параметры являются основными критериями эффективного применения предлагаемого метода на выбранной скважине.

Важное значение имеет выбор скважин для проведения мероприятия.

При наличии на скважине замера кривой восстановления давления по ней определяется скин-фактор и обработка производится при положительном скин-факторе, свидетельствующем о загрязнении призабойной зоны скважины.

В случае отсутствия кривой восстановления давления по скважине решение о проведении мероприятия производится по динамике данных нормальной эксплуатации (дебит жидкости, буферное давление). Решение об обработке принимается при наличии стабильного снижения дебита жидкости скважины и буферного давления в течение 15 дней.

Мероприятие может быть произведено на скважинах, эксплуатирующихся различными способами эксплуатации. Ниже приводится последовательность операций по внедрению указанного мероприятия при различных способах эксплуатации.

- Фонтанный и газлифтный способ эксплуатации:

Низкочастотные высокоамплитудные колебания по предлагаемому способу достигаются путем установки на вспомогательной выкидной линии скважины штуцера с увеличенным диаметром (соответствующим Q_{\max}) и пуском добываемой жидкости по ней в течение времени T , после чего она перекрывается и жидкость вновь подается на рабочую выкидную линию. При отсутствии штуцера на рабочей линии в период увеличенной производительности скважина эксплуатируется по рабочей и вспомогательной выкидным линиям совместно в течение времени T , после чего вспомогательная выкидная линия перекрывается. Операция повторяется в течение суток ($24/T$) раз.

- Глубинонасосный способ эксплуатации:

В этом случае низкочастотные высокоамплитудные колебания по предлагаемому способу достигаются за счет увеличения длины хода станка качалки и снижения числа качаний, соответствующего Q_{\max} , при сохранении теоретической подачи на прежнем уровне. Режим выдерживается в течение суток и в последующем возвращается на первоначальный режим работы.

Предложенный способ позволит значительно повысить добычу нефти из скважин, эксплуатируемых различными способами эксплуатации.

Внедрение метода было осуществлено в НГДУ “Нефт Дашлары” в 1998-99 гг. на 68 скважинах. Результаты для скважин с условными №№ 2 и 6 приведены на рис. 8 и 9, а для 12 скважин в таблице 1 из которых видно, что применение метода позволило значительно увеличить дебит нефти и снизить обводненность скважин. В целом по всем скважинам дополнительная добыча нефти составила за 1998-99 гг. 9234 т при среднем снижении обводненности продукции на 50%.

Устьевой пульсатор новой конструкции. Как показано выше, физическое воздействие в скважине эксплуатирующейся компрессорным способом возможно с использованием устьевого пульсатора специальной конструкции.

Пульсатор состоит из дифференциальной втулки 1, пружины 2, уплотнительных колец 3, кривошипно – шатунного механизма 4, 5, шарового запорного органа 6, седла 7, переводника 8, корпуса 9, корпуса крана 10 (рис. 16).

Пульсатор работает следующим образом:

Пульсатор (через переводники 8) устанавливается на выкидной линии ближе к устью скважины. Отверстие *a* через штуцер подсоединяется к воздушной (или газовой) линии, на которой устанавливается вентиль для регулирования газа. С помощью вентиля устанавливается определенный расход газа. При этом газ через отверстие *a* поступает во внутреннюю полость дифференциальной втулки 1 и через отверстие *c* попадает в полость *E*.

Давление воздуха, действуя на некомпенсированную давлением площадь дифференциальной втулки, создает осевую силу, направленную влево. При этом дифференциальная втулка 1 под действием осевой силы, перемещаясь влево,

прижимает пружины 2 до тех пор, пока отверстие c не выйдет из-под уплотнительного кольца 3.

Как только отверстие c выходит из-под уплотнительного кольца 3, оно через отверстия b и d сообщается с атмосферой и в это время поступление воздуха (или газа) через отверстия a перекрывается уплотнительными кольцами и подача воздуха (или газа) прекращается. При этом воздух (или газ) из полости E через отверстия b и d выходит в атмосферу и происходит разрядка пульсатора. При этом упругая сила пружины 2 стремительно перемещает дифференциальную втулку 1 вправо и возвращает ее в исходное положение. В это время открывается отверстие a , воздух начинает поступать в полость E и цикл повторяется. Наличие вентиля на воздушной линии позволяет регулировать время накопления воздуха в полости E до определенного давления, после чего происходит перемещение пульсации давления значительно снизились, что является косвенным дифференциальной втулки 1 и работы пульсатора. Значение этого давления регулируется предварительным сжатием пружины 2.

Поступательно – возвратное движение дифференциальной втулки 1 через кривошипно – шатунный механизм 4 и 5 превращается во вращательное движение запорного органа 6, который периодически закрывает и открывает проходное сечение выкидной линии скважины.

Период пульсатора устанавливается с помощью вентиля, установленного на воздушной линии у входа пульсатора.

Мгновенность открывания и закрывания проходного сечения пульсатора обеспечивается с помощью разности площадей дифференциальной втулки 1 и предварительным сжатием пружины 2.

Устройство было установлено на выкидной линии газлифтной скважины месторождения «Нефт Дашлары» и работало в условиях регулируемой

цикличности потока жидкости скважины. До применения устройства были зарегистрированы эксплуатационные показатели скважины, а именно динамика их изменения:

$$d_{шт.} = 11 \text{ мм}; P_{раб.} = 1,7 \text{ МПа}; P_{уст.} = 0,3/0,4 \text{ МПа}; Q_{н/в} = 5,6 \text{ т/сут.}$$

После применения устройства показатели изменились в следующем порядке:

$$d_{шт.} = 11 \text{ мм}; P_{раб.} = 1,8/1,9 \text{ МПа}; P_{уст.} = 0,3/0,5 \text{ МПа}; Q_{н/в} = 6,1 \text{ т/сут.}$$

Сравнительные анализы показали, что применение разработанного устьевого пульсатора позволяет достичь положительного изменения эксплуатационных показателей скважины, обеспечивая при этом эффективность обработки призабойной зоны.

Оценка влияния мероприятий по физическому воздействию на работу обрабатываемой скважины. Как известно, одним из осложнений, отмечаемых при эксплуатации газлифтных скважин, является проявление пульсаций рабочего и буферного давлений [23]. Согласно работе [23], причина пульсаций заключается в несогласованности работы пласта и подъемника, что обусловлено как техническим состоянием газлифтного оборудования скважин, в частности неисправностью газлифтных клапанов, негерметичностью НКТ и т.д., - так и геологической характеристикой пласта, в частности неустановившегося движения флюида. Указанные факторы приводят к изменению забойного давления во времени и, как следствие возникновению пульсаций. Следует отметить, что пульсационный режим в скважинах возможен также при накоплении в подъемных трубах скважины песка. Автоматические замеры рабочего и буферного давлений в НГДУ “Нефть Дашлары” с использованием тензодатчиками “Сапфир ДИ” показал, что в скважинах, характеризующихся наличием песчаных пробок, в которых замеры проведены до и после проведения промывки песчаной пробки, такие пульсации давления существенно снижаются.

На рис. 10 - 11 соответственно показаны зависимости изменения рабочего давления во времени до и после промывки песчаной пробки, из которых видно, что после промывки пульсационный режим практически не наблюдается.

В связи с этим, нами были проведены аналогичные исследования физического воздействия. Так, например на скважине с условным №1 были проведены замеры рабочего давления до и после воздействия. Результаты приведены на рис. 12 и 13, из которых видно, что после проведения воздействия пульсации давления значительно снизились, что является показателем выноса песка из ствола скважины за счет значительного увеличения скорости движения потока в НКТ.

Оценка влияния мероприятий по физическому воздействию на окружающие скважины. Для определения влияния проводимых мероприятий по физическому воздействию на окружающие скважины в промысловых условиях был проведен эксперимент, заключающийся в одновременном слежении за показателями работы скважин, эксплуатирующих тот же продуктивный горизонт, что и обрабатываемая скважина, до и после проведения мероприятия. Исследованные группы скважин приведены в таблице 2.

В таблице 3 и 4 показаны результаты замеров по обрабатываемым и окружающим скважинам до и после мероприятия.

Как видно из таблиц 3 и 4 на всех трех горизонтах наблюдается значительное увеличение добычи нефти (на 18 т/сут) по окружающим скважинам при практически неизменной обводненности продукции (с 36.7% до 35.1%).

Системная оценка состояния пласта с помощью коэффициента Лоренца-Джини. Эффективная эксплуатация нефтяных и газовых месторождений возможна на основе определения особенностей процесса разработки. С этой целью в работе рассмотрена возможность применения

коэффициента Джини при интерпретации геолого-промысловой информации для диагностирования текущего состояния процесса разработки.

Коэффициент Лоренца-Джини (L) используется в экономике [24] для измерения неравенства в распределении совокупного дохода общества и уровней жизни различных слоев населения. Впервые в практике нефтедобычи академиком А.Х. Мирзаджанзаде было предложено использовать коэффициент Лоренца-Джини при определении неравенства в распределении отборов нефти и воды по скважинам в разные периоды разработки залежи, что позволит принимать оперативные решения по управлению процессом разработки.

Алгоритм определения коэффициента Джини включает в себя построение кривой Лоренца. Для этого строится зависимость отбора по группам скважин (в процентах) от количества скважин (в процентах).

Если бы в распределении отбора существовало абсолютное равенство (все скважины имеют одинаковый дебит), то 20% скважин добывало бы 20% продукции, 40% скважин - соответственно 40% продукции и так далее, то коэффициент Лоренца-Джини равнялся бы нулю. В действительности фактическое распределение отбора отклоняется от равномерного тем больше, чем больше неравенство в распределении отбора из залежи и коэффициент отличен от нуля и его максимальное значение равно 1.

По вышеприведенной методике были определены значения коэффициента Лоренца-Джини (L) по дебитам нефти на примере окружения скважины 2293 “Нефт Дашлары” (всего 11 скважин) за 6 месяцев до и после проведения физического воздействия (рис. 14). На рис. 14 также приведена дополнительная добычи по этим скважинам. Как видно из рисунка после проведения мероприятия происходит значительное снижение значения коэффициента Лоренца-Джини (максимальное значение L до обработки - 0,51, после обработки - 0,258).

Для оценки корреляции между дополнительной добычей нефти с анализируемого участка скважин и значением коэффициента Лоренца-Джини (рис. 15). Как видно из рисунка, с увеличением дополнительной добычи нефти значение коэффициента L , а значение его изменения ($DL = L_1 - L_2$, L_1 и L_2 - соответственно, значение коэффициент Лоренца-Джини до и после воздействия) практически не изменяется, оставаясь на уровне $\sim 0,05$. Таким образом, вышеприведенный анализ показал, что проведенное мероприятия по физическому воздействию приводит не только показателей добычи нефти, которые могут иметь кратковременный характер, но и благотворно отражаются на окружающих скважинах, способствует более равномерному распределению дебита между ними. Это позволяет предположить, что повышение добычи нефти на скважинах будет иметь долговременный характер.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зинченко И.А. Совершенствование технологии повышения производительности газоконденсатных скважин в условиях ретроградной конденсации углеводородной смеси (при разработке нижнемеловых залежей углеводородов Севера Тюменской области) // Автореферат дисс.... канд.тех.наук, Москва, 1998, 31с
2. Кузнецов О.Л., Ефимов С.А. Применения ультразвука в нефтяной промышленности. М.: Недра, 1983, 192 с.
3. Гадиев С.М. Использование вибрации в добыче нефти. М.: Недра, 1977, 159 с.
4. Агаларов Дж.М. Магнитный способ борьбы с солеотложениями в нефтедобыче. Баку: Азернешр, 1981, 158 с.
5. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. Использование физических полей для извлечения нефти из пласта. М.: Недра, 1976, 204 с.
6. Грановский М.Г., Лавров И.С., Смирнов О.В. Электрообработка жидкостей. Л.: Химия, 1976, 216 с.
7. Мамедзаде А.М., Салаватов Т.Ш., Эйдельман Л.Р. Влияние обработанной магнитным полем воды на фильтрационные характеристики пористых сред, содержащих глину // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1984, № 9, с. 19-22
8. Мирзаджанзаде А.Х., Мамедзаде А.М., Муслимов Р.Х. Методика по закачке омагниченной воды в пласт с применением постоянных магнитов. Альметьевск: Татнефть, 1984, 55 с.
9. Кондрат Р.М., Зинченко И.А., Петришак В.С., Мурзалимов У.Г. // А.с.СССР № 1778279. М., 1992
10. Саяхов Ф.Л., Кузнецов О.Л. Устройство для обработки призабойной зоны пласта // А.с. СССР № 713988. М., 1980.

11. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Хасаев А.М., Гусев В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1986, 382 с.
12. Сулейманов Б.А., Исмаилов Ш.З. Методы обработки призабойной зоны /Тезисы докладов научно-практической конференции «Наука о земле в Азербайджане на пороге XXI века», посвященной 70—летнему юбилею академика А.Х.Мирзаджанзаде, Баку: АГНА, 1998,с. 15-16
13. Сулейманов Б.А. Теоретические и практические основы применения гетерогенных систем для повышения эффективности технологических процессов в нефтдобыче: дисс... докт.тех.наук, Баку: АГНА, 1997, 367 с.
14. Огибалов П.М., Мирзаджанзаде А.Х. Механика физических процессов. М.: Наука, 1976, 370 с.
15. Китайгородский А.И. Введение в физику. М.: Наука, 1973, 688 с.
16. Меликов Р.Х. Влияние физических полей на гидравлические и деформационные характеристики неньютоновских систем // Автореферат дисс... канд.тех.наук, Баку, 1992, 16 с.
17. Яковлев Ю.П. Влияние периодического сдвигового деформирования на упругие и вязкие свойства наполненных невулканизированных каучуков // Автореферат дисс.... канд.тех.наук, Рига, 1969, 18 с
18. Стейн Н. Расчет критической для выноса песка депрессии на пласт //Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1988, №4, с. 20-21
19. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. М.: Недра, 1984, 224 с.
20. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Техника и технология капитального ремонта скважин. М.: Недра, 1987, 316 с.
21. Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М. Гидродинамика в бурении. М.: Недра, 1985, 196 с.

22. Сейвинс Дж. Неньютоновское течение в пористой среде // Механика, 1974, №2, с. 54-115

23. Сибирев А.П., Грехов В.В., Шиганов Р.Р., Леонов В.Я. Причины появления пульсаций в газодифтных скважинах и методы их устранения // Нефтяное хозяйство, 1985, №2, с. 28-30

24. Самуэльсон П.Э., Нордхаус В.Д. Экономика. М.: Вильямс, 2001, 688 с.

Схема экспериментальной установки

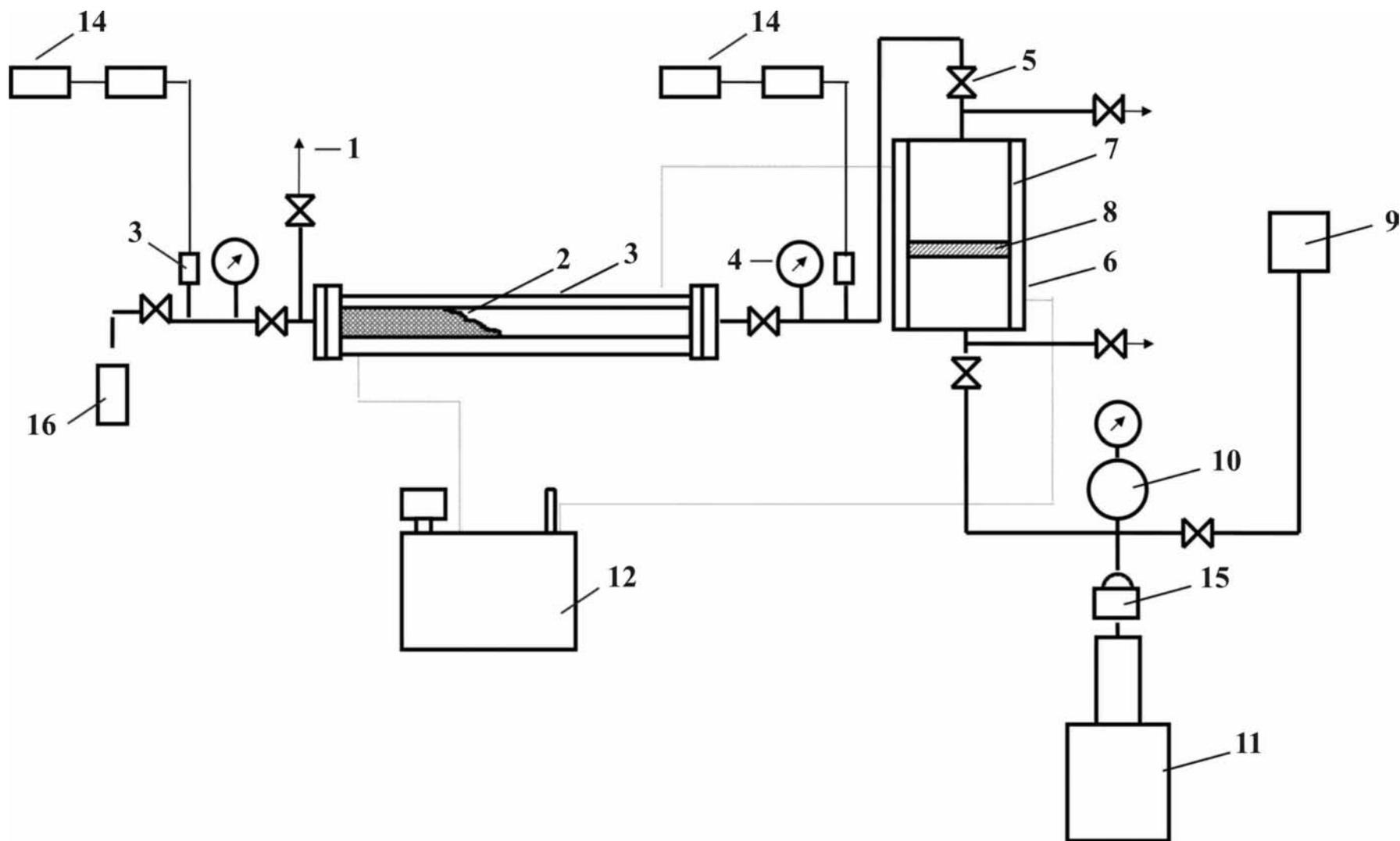


Рис.1

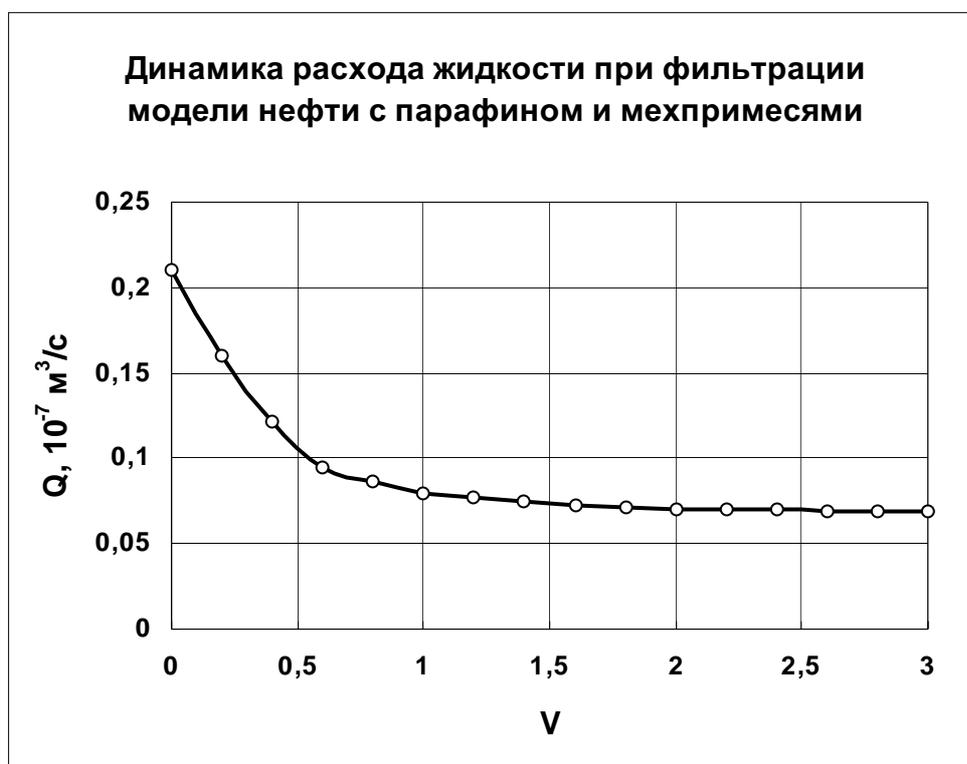


Рис. 2

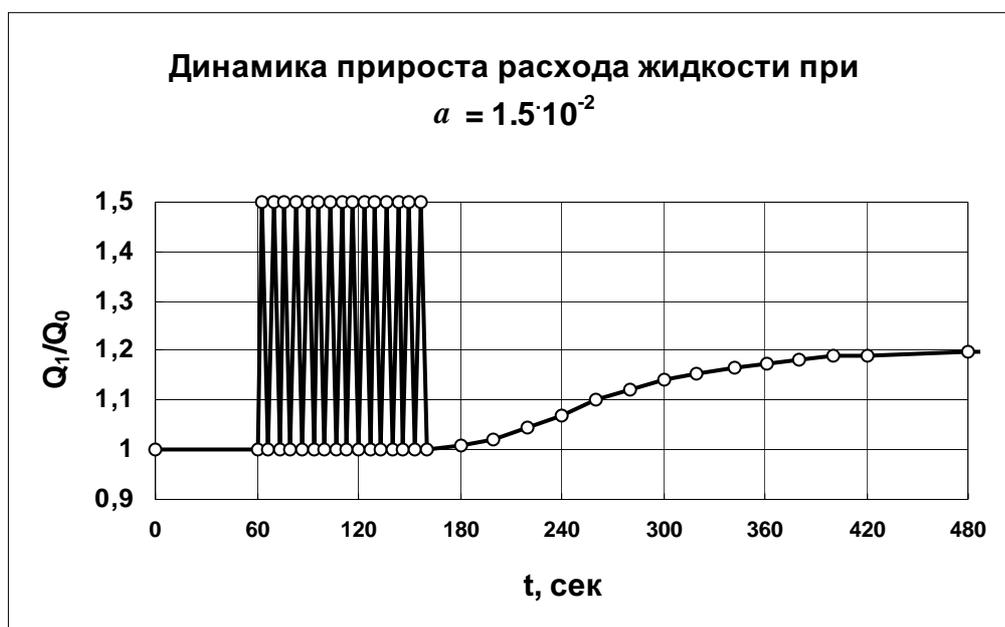


Рис. 3

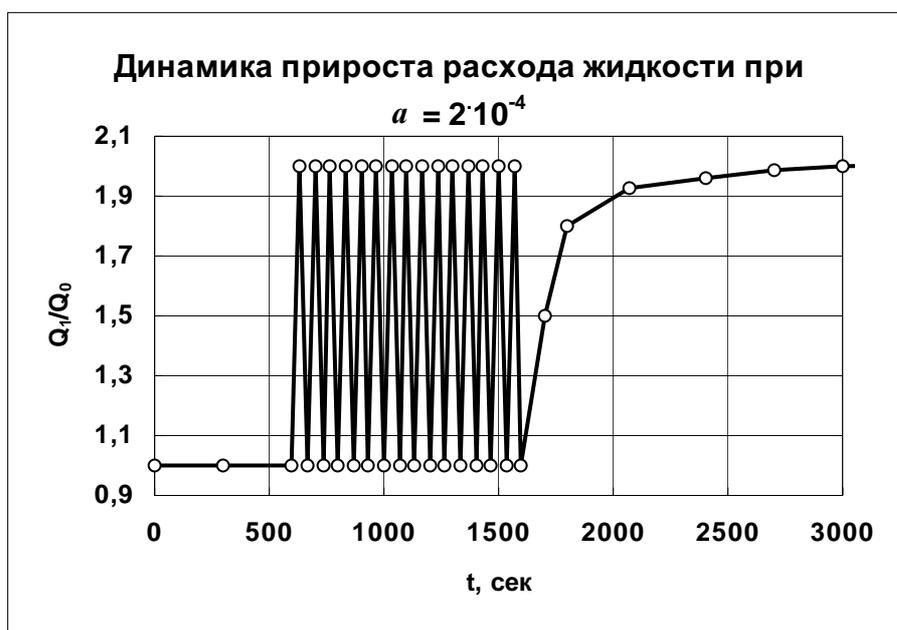


Рис. 4

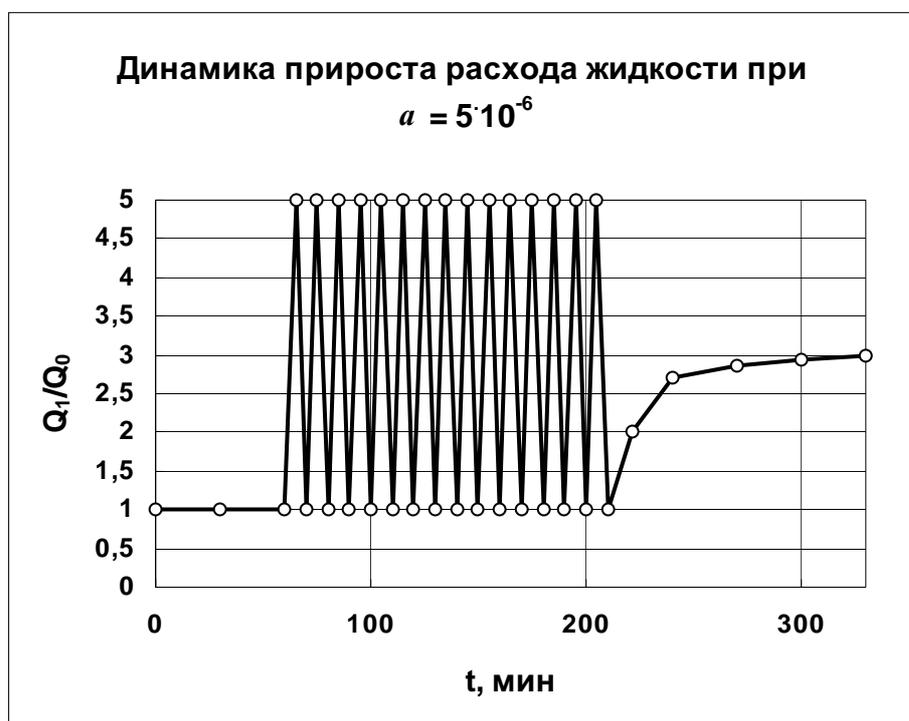


Рис. 5

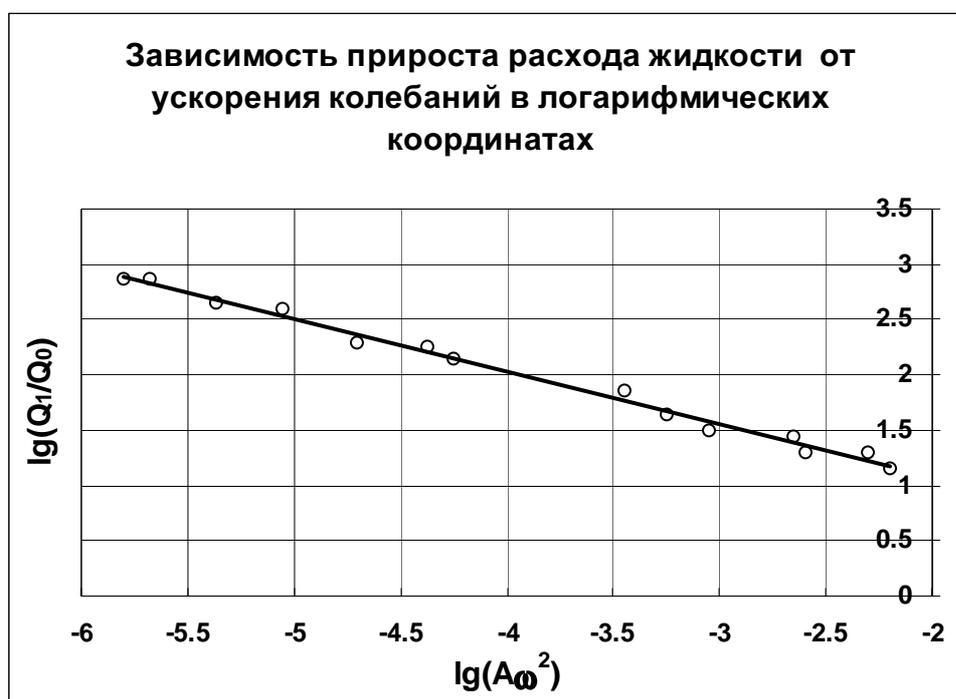


Рис. 6



Рис. 7

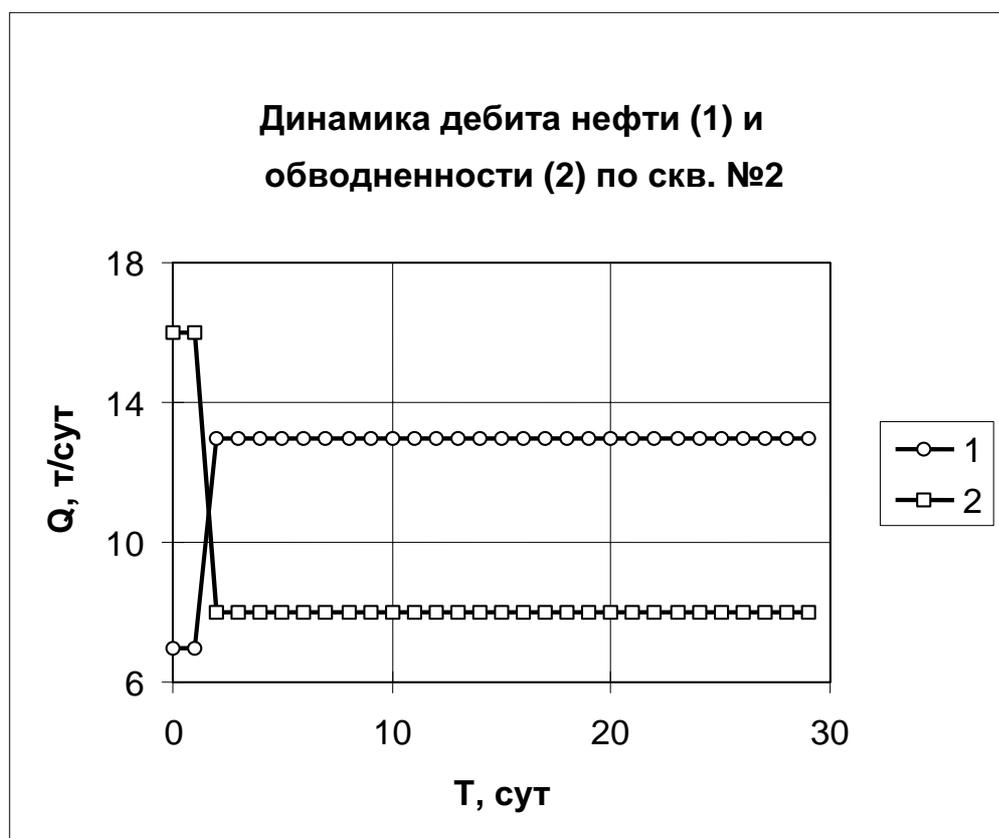


Рис. 8

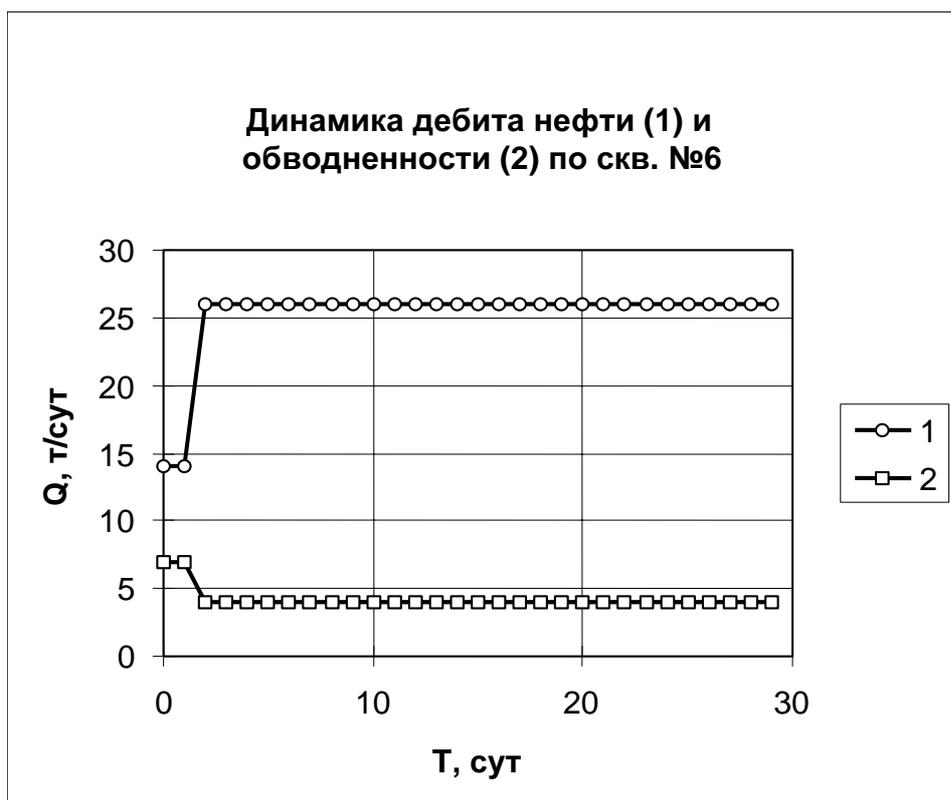


Рис. 9

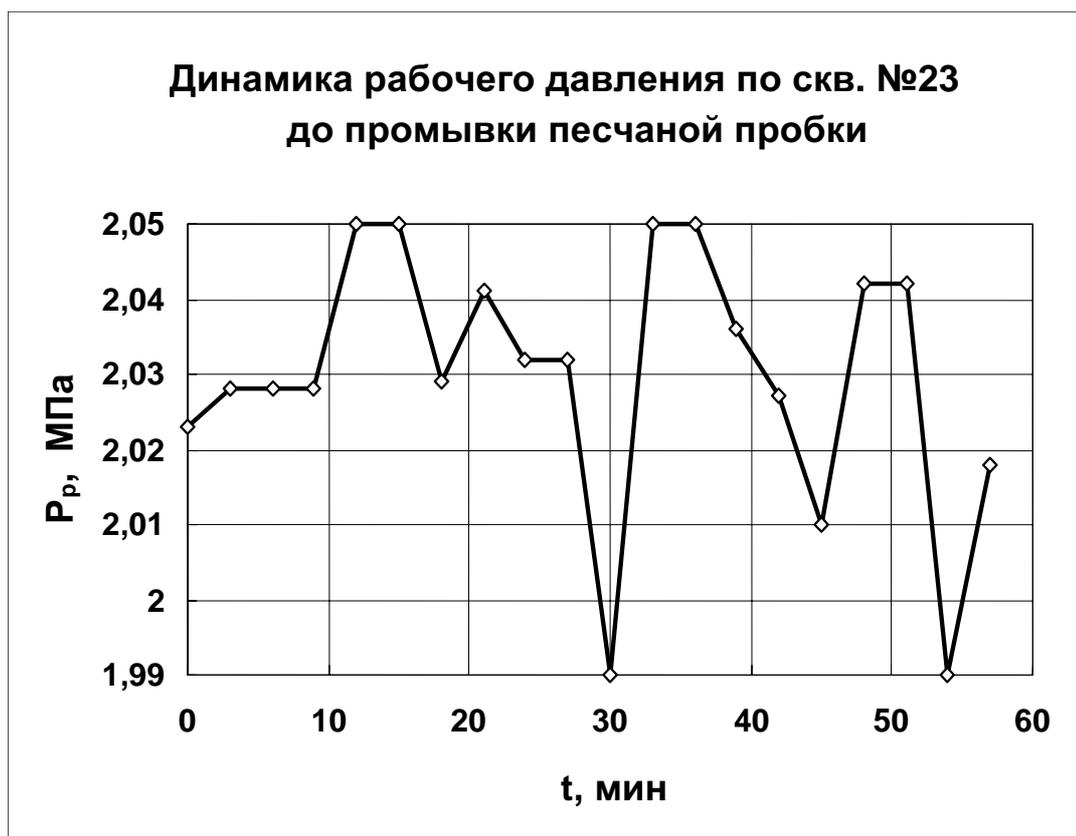


Рис. 10

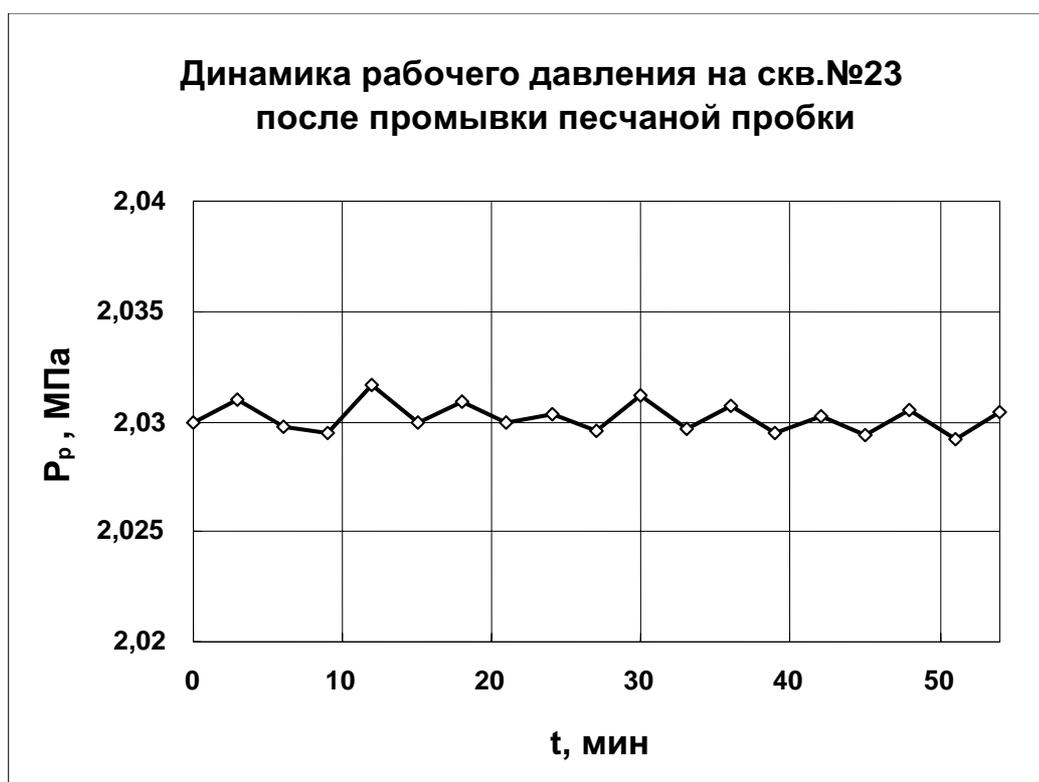


Рис. 11



Рис. 12

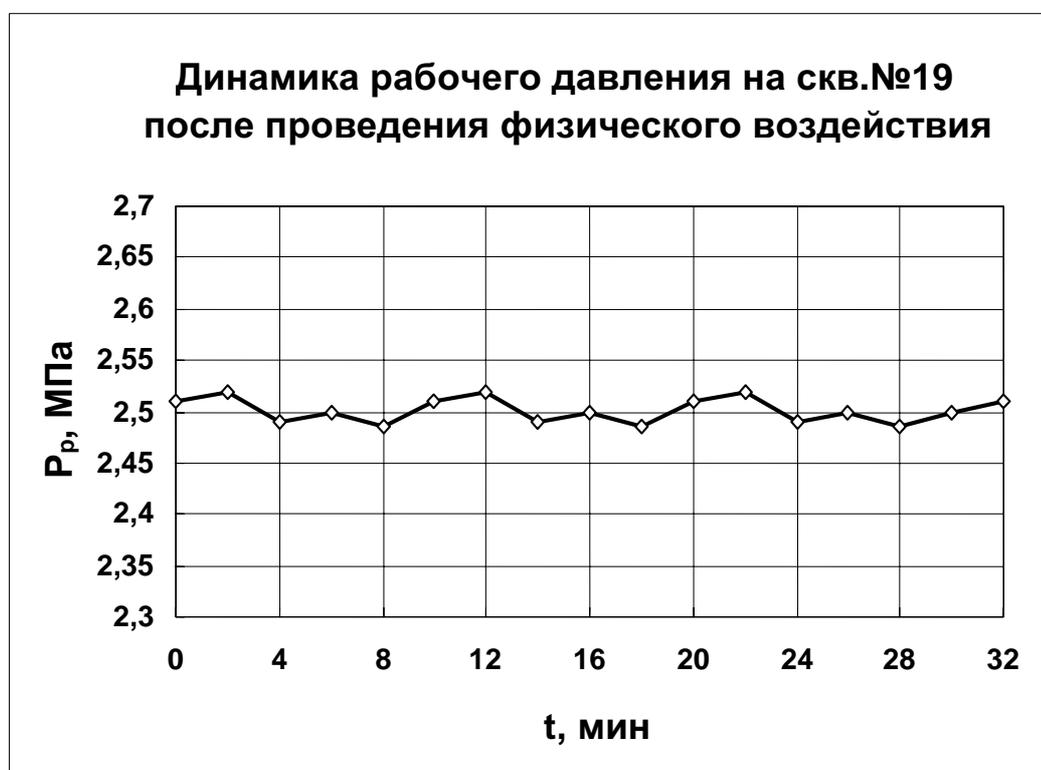


Рис. 13

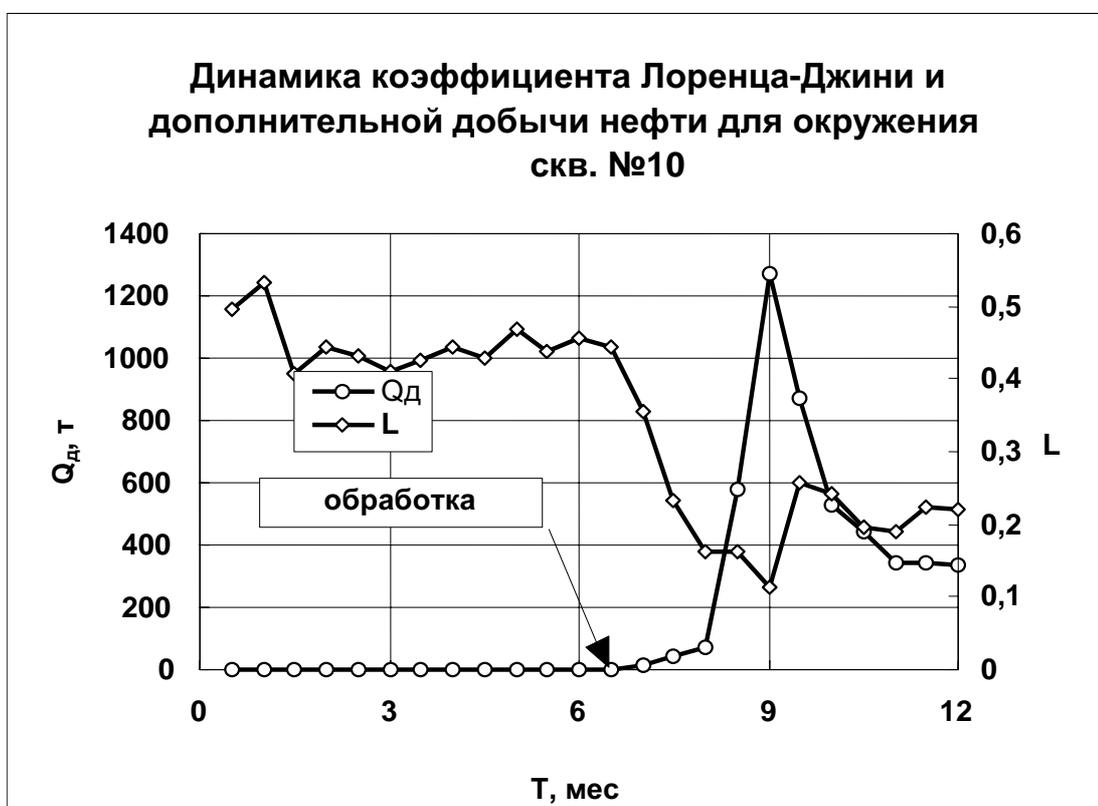


Рис. 14

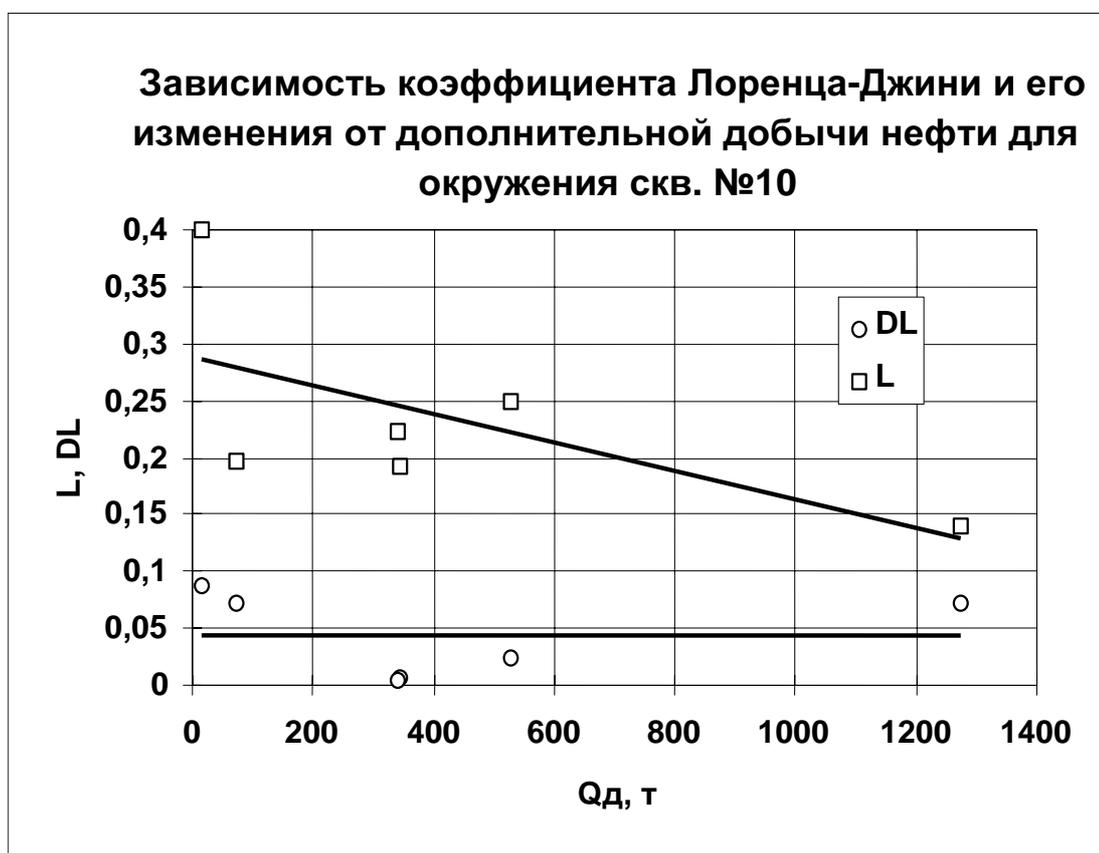


Рис. 15

Устьевой пульсатор

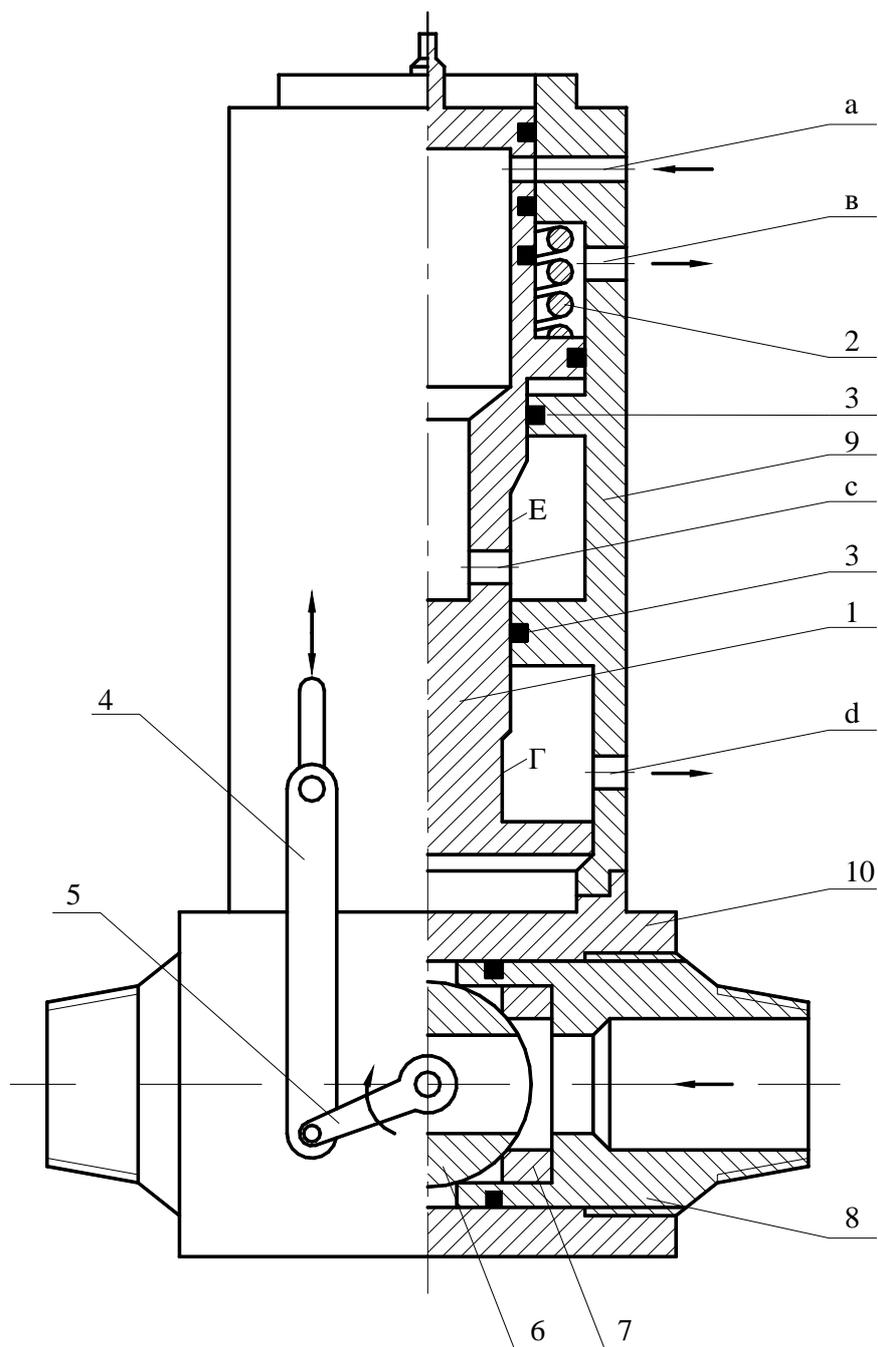


Рис.16

Таблица 1

Геолого-технические параметры скважин до и после обработки

Усл. №№ скв.	Буферное давление, МПа		Среднесуточный дебит нефти, т/сут		Среднемесячная обводненность, %	
	до	после	до	после	до	после
1	2/4	4/5	5	11	60	60
2	2/3	3/5	7	13	16	8
3	2/4	4/5	10	16	10	7
4	2/3	3/5	2	8	60	55
5	2/4	4/5	4	10	45	45
6	2/4	4/6	14	26	7	4
7	5/10	8/12	21	33	0	0
8	2/4	4/6	6	10	45	45
9	2/4	3/6	4	10	55	55
10	5/7	10/15	22	32	5	3
11	4/6	6/8	20	30	5	3
12	5/7	7/12	20	30	0	0

Таблица 2

Группы исследованных скважин

Горизонт	Условный № обрабатываемой скважины	Условный № окружающей скважин
IX	16	13
		17
X	19	5
	20	6
	14	15
	10	18
	12	11
	21	27
	29	28
СП	24	22
	25	23
		26

Таблица 3

Результаты мероприятий по обрабатываемым скважинам

Горизонт	Суммарная среднесуточная добыча по обрабатываемым скважинам до мероприятия, т/сут		Суммарная среднесуточная добыча по обрабатываемым скважинам после мероприятия, т/сут	
	нефть	вода	нефть	вода
IX	15	2	16	2
X	134	45	155	50
СП	22	26	24	28
Итого:	171	73	195	80

Таблица 4

Результаты мероприятий по окружающим скважинам

Горизонт	Суммарная среднесуточная добыча по окружающим скважинам до мероприятия, т/сут		Суммарная среднесуточная добыча по окружающим скважинам после мероприятия, т/сут	
	нефть	вода	нефть	вода
IX	10	10	12	10
X	90	83	100	85
СП	68	4	74	6
Итого:	168	97	186	101