

ПРИЧИНЫ НАРУШЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ “ПЛАСТ-СКВАЖИНА” И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НЕДОСТАТКИ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ, ОСНОВАННЫХ НА ПРИНЦИПЕ ОТКАЧКИ ЖИДКОСТИ

Власов В.В., Ишмурзин А.А. (УГНТУ)

Благоприятные условия эксплуатации любого месторождения углеводородов и высокие коэффициенты нефтеотдачи обуславливаются продуктивностью пласта, позволяющей получать относительно высокие суточные дебиты нефти и газа. В течение всего времени разработки месторождения, с момента ввода в эксплуатацию новых скважин и до стадии истощения могут проявляться факторы, нарушающие сообщения пласта со скважиной, уменьшая тем самым ее продуктивность.

Высокое фильтрационное сопротивление в призабойной зоне скважины может быть обусловлено геологическими характеристиками нефтяного пласта, физическими свойствами добываемой жидкости (высоковязкие и высокопарафинистые нефти) или факторами, вызывающие частичную закупорку микроканалов в пористой среде и, соответственно, ухудшающие проницаемость призабойной зоны скважины в процессе различных технологических операций.

К таким технологическим операциям можно отнести:

- бурение скважины и цементирование обсадной колонны;
- освоение и глушение скважин (с применением промывочных жидкостей ПЖ и жидкостей глушения ЖГС);
- перфорация;
- гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- эксплуатация скважины и др.

Во время вскрытия продуктивного пласта бурением происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в приводящие фильтрационные каналы породы. Как правило, продуктивные пласты вскрываются при давлениях, значительно превышающие пластовое. Для предотвращения нефтегазопроявлений при бурении приходится создавать гидростатическое давление столба жидкости (бурового раствора) значительно превышающее пластовое давление. Величина гидростатической репрессии зависит от плотности бурового раствора, высоты столба жидкости и пластового давления.

Помимо гидростатического давления столба жидкости при бурении могут возникать гидродинамические репрессии на пласт, часто имеющие пульсирующий характер. Они возникают при спускоподъемных операциях, пульсирующей подачи жидкости, остановке насоса, образовании сальника в затрубном пространстве и на долоте. Установлено, что гидродинамический перепад давления повышается с глубиной спуска буровой колонны, увеличением скорости спуска колонны, ростом числа спускоподъемных операций. Особенно высокие значения гидродинамических давлений возникают в процессе быстрого спуска буровой колонны, и они могут достигать 4-10 МПа. Набухание глинистых частиц представляет собой достаточно сложное явление, возникающее при проникновении в пласт пресной воды или воды другой минерализации. Оно происходит в результате нарушения физико-химического равновесия между глиной, пластовой водой и водой, проникающей в пласт по какой либо причине [1,2,3].

В определенных условиях при соприкосновении воды с нефтью и нефти с водой могут происходить флокуляция и оседания твердых частиц в призабойной зоне и постепенная закупорка порового пространства. Взвешенные вещества могут отлагаться в виде пленки на внутренней поверхности порового пространства. Такое явление наблюдается как во время вскрытия нефтяного пласта, так и в процессе освоения скважины с применением воды или глинистого раствора. Вследствие этого образуется корка, на стенках ствола скважины состоящая из твердых частиц бурового раствора с

размерами большими, чем поры продуктивного пласта, и, следовательно, не проникающих в каналы пористой среды. Фильтрация воды из глинистого раствора в продуктивный пласт происходит, когда размеры поровых каналов породы намного меньше размеров твердых частиц, диспергированных в растворе.

В процессах капитального и подземного ремонтов скважин в качестве жидкостей глушения (ЖГ) чаще всего применяются вода или глинистый раствор. Если нефтяной коллектор имеет низкую проницаемость, а также характеризуется содержанием глинистых фракции, то физический контакт жидкости глушения (ЖГ) с породой пласта приводит к образованию в призабойной зоне мелких песчинок и ила. При определенных условиях они закупоривают часть порового пространства породы. Тот же эффект может наблюдаться в процессе освоения скважины, когда в качестве промывочной жидкости используют воду или жидкость на водной основе.

При ремонтно-изоляционных работах, когда технологическая схема подразумевает закачивания рабочих агентов в скважину и продавливание его в изолируемый интервал, возникает сложная гидродинамическая обстановка в призабойной зоне обрабатываемых скважинах обусловленная физическим контактом изоляционного материала (гелеобразующие составы) с геологической породой пласта. Если обработку производят в малодебитных добывающих скважинах с небольшим пластовым давлением и низкой проницаемостью нефтяного пласта отрицательный эффект усиливается.

Слабая устойчивость коллекторских пород фильтрационному размыву во время эксплуатации скважины обуславливает разрушение скелета пласта и поступление частиц песка на забой скважины. Наиболее крупные частицы песка осаждаются на забое скважины, образуя при этом песчаную пробку. Образовавшаяся песчаная пробка частично или полностью перекрывает скважинный фильтр. Находясь над кровлей продуктивного горизонта, вследствие малого сечения ствола скважины она действует как забойный штуцер, создающий значительное сопротивление на пути восходящего потока жидкости. Если к тому же она частично или полностью перекрывает скважинный фильтр, то создаются еще большее дополнительное сопротивление, препятствующее движению фильтрационных потоков в слоях пласта, расположенных против песчаной пробки. Причем нижняя часть пласта оказывается под большим противодействием, чем верхняя часть, что равносильно уменьшению величины созданной в скважине депрессии.

Основываясь на теоретические и лабораторные исследования, и на промысловые данные было выявлено, что засорение фильтрационных каналов породы твердыми частицами глинистого раствора, частицами выбуренной породы, песком, илом и т.д., в процессе вышеперечисленных технологических операций снижают относительную проницаемость для нефти в 5-6 раз. При этом большое влияние оказывает глубина проникновения фильтрата бурового раствора.

На рисунке 1 представлена зависимость влияние глинистого раствора на нефтепроницаемость кернов.

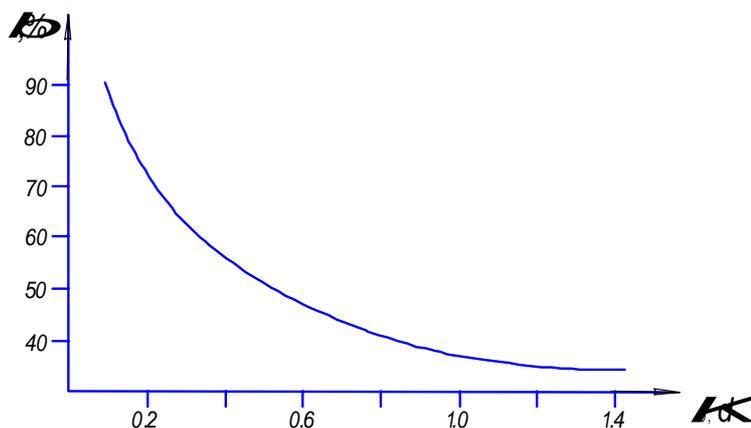


Рисунок 1 - Влияние глинистого раствора на проницаемость кернов.

На рисунке 2 представлена зависимость снижения продуктивности скважины от глубины загрязнения призабойной зоны.

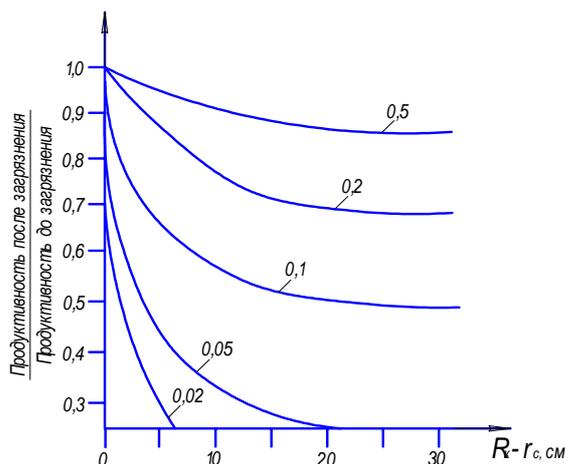


Рисунок - 2 Снижение продуктивности скважин от глубины загрязнения.

Таким образом, если в пласте с проницаемостью $K = 0,020$ мкм² она уменьшилась до величины $K_1 = 0,001$ мкм² в радиусе $R = 25$ см (соответственно $R - r_c = 15$ см), то продуктивность скважины снижается не только в 20 – 50 раз, но и больше и на значительно большем радиусе. Такие случаи отмечаются при освоении новых скважин, когда они могут быть пущены в эксплуатацию с промышленными дебитами только после обработок по ликвидации загрязнения.

В результате попадания бурового раствора в призабойную зону скважины, соосно с ней, образуется зона (2) радиусом (R) с пониженной проницаемостью (k_2). Первоначальная проницаемость (k_1) пласта сохраняется лишь в более удаленной зоне (1), ограниченной радиусом контура пласта (R_k), это в свою очередь ведет к неполному перераспределению давления между удаленной зоной (1) (зона без ухудшения фильтрационных характеристик) и призабойной зоной скважины (2) (зоны с ухудшенными фильтрационными характеристиками). На рисунке 3 схематично представлено сечение пласта имеющего две зоны с различной проницаемостью. Здесь показано, что зона 1 сохранила свои природные фильтрационные параметры, т.е. коэффициент проницаемости, коэффициент открытой пористости, пьезопроводность, гидропроводность и имеет менее плотную структуру, чем зона 2. В результате образования механических примесей и других осадкообразующих твердых включений в зоне 2 происходит снижение коэффициента открытой пористости, и соответственно увеличивается сопротивление динамично движущейся частички жидкости в фильтрационном канале породы. Это сопротивление пагубно влияет на сохранение оптимальных темпов отбора жидкости. Вследствие падения давления (депрессии) между зонами 1 и 2 происходит отбор жидкости из скважины, но т.к. зона 2 имеет ухудшенные фильтрационные характеристики, этот процесс происходит хуже.

Нарушение первичной гидродинамической связи “пласт-скважина” отражается на базовой фильтрационной характеристике коллектора, скорости фильтрации жидкости, и как следствие на продуктивности скважины по нефти. Перераспределение давления от контура до скважины в этом случае будет происходить хуже. Падение давления с учетом двух зон запишется в виде (1):

$$P_k - P_z = (P_k - P) + (P - P_z), \quad (1)$$

где P_k – давление на контуре питания, МПа;
 P_z – давление на забое скважины, МПа;
 P – давление в ухудшенной зоне, МПа;

Согласно закону Дарси скорость (v) движение (фильтрация) жидкости в пористой среде прямо пропорциональна градиенту давления, т.е. перепаду давления (P), приходящейся на единицу длины пути движения жидкости или газа и направлена в сторону падения давления.

Скорость фильтрации запишется виде (2):

$$v = -\frac{\kappa_1}{\mu} \cdot \text{grad}P . \quad (1)$$

В этой форме записи закона Дарси коэффициент пропорциональности равен подвижности жидкости, т.е. отношению проницаемости породы к вязкости жидкости.

Снижение коэффициента проницаемости геологической породы до меньшей величины $\kappa_1 > \kappa_2$ отразится на скорости фильтрации, т.е. $v_1 > v_2$ и на коэффициенте продуктивности, т.е.

$$K_{\text{прод}}^{\text{баз}} > K_{\text{прод}}^{\text{изм}} . \quad (3)$$

Закон Дарси в этом случаи запишется виде:

$$v = -\frac{\kappa_2}{\mu} \cdot \text{grad}P . \quad (4)$$

Из формулы (3) видно, что снижение проницаемости породы скажется на изменении скорости фильтрации жидкости, для компенсации потери скорости движения жидкости приходится еще больше увеличивать перепад давления. Некоторые нефтяные пласты характеризуются низкими пластовыми давлениями, поэтому создания еще больших депрессий иногда не представляется возможным.

Профилактические работы по очистке призабойной зоны пласта от загрязняющего материала в процессе эксплуатации добывающих скважин и очистительные работы после бурения должны проводиться систематически и своевременно, пока основная масса загрязнений не привела к срыву подачи. Несоблюдение этого условия приводит к дополнительным техническим затратам для восстановления добычных возможностей скважины.

Периодическое исследования добывающих скважин методом восстановления давления показывают, что на тех же скважинах, где профилактические работы проводятся нерегулярно, в призабойной зоне пласта формируется зона ухудшенной проницаемости.

Сущность методов дренирования заключается в создании депрессии на забой скважины. Вследствие высоких скоростей движения жидкости и газа происходит частичное разрушение пород призабойной зоны пласта, при этом увеличивается коэффициент открытой пористости или очищаются поверхности фильтрации трещин от закупоривающих взвешенных частиц. В результате этого увеличивается проницаемость призабойной зоны скважины.

Значительное количество предложенных к настоящему времени в России и за рубежом технологий очистки призабойной зоны с целью вызова притока жидкости и газа из пласта (при освоении), и создания высоких скоростей дренирования скважин (в процессе эксплуатации) говорит о широком разнообразии ограничивающих факторов в проведении успешных обработок. Продуктивные нефтяные пласты отличаются по условиям залегания, геолого-физическими и физико-химическими свойствами пород – коллекторов и насыщающих их флюидов, различия в технологиях разработки.

Проведение технологий по вызову притока освещено в литературе различными исследователями и учеными. Опыт показывает, что в разных геолого-промысловых условиях, различных технических характеристиках скважин методы вызова притока и очистки призабойной зоны имеют ограниченную применимость и различную эффективность, величина эффективности определяется влиянием самых разнообразных факторов, среди которых основными являются:

- вид очистки (свабирование, промывка, откачка насосом и т.д.);
- геологические особенности пластов и физико-химические характеристики насыщающих его жидкостей (пористость, проницаемость, трещиноватость, степень сцементированности частиц породы, вязкость, плотность флюидов и т.д.);
- технологические параметры методов очистки (скорость извлечения жидкости, контроль давления на забое, и т.д.)
- технологические показатели работы залежи, техническая конструкция и состояние скважины (текущее пластовое давление, обводненность продукции, инклинометрия, глубина скважины и т.д.);

В связи с этим для повышения эффективности проведения мероприятия и ликвидация или снижение неблагоприятных последствий загрязнения околоскважинной зоны рекомендуется подходить очень тщательно к выбору метода очистки.

В нефтяной промышленности применяются много различных способов очистки призабойной зоны пласта. Наиболее распространенными способами являются: поршневание скважины, тартание желонкой, метод переменных давлений, метод мгновенно высоких депрессий, обработка скважин на максимальном режиме, аэрация скважин с применением компрессора.

Эффективность применяемых методов дренирования работающих по принципу откачки зависит, прежде всего, от величины скоростей движения жидкости в призабойной зоне пласта.

Теоретически в момент пуска дебит скважины должен быть бесконечно большим, так как предполагается, что при $t=0$ давление мгновенно понижается на конечную величину ($p_0-p_{ст}$). При $t \rightarrow \infty$ дебит, уменьшаясь, стремится к некоторой величине Q_y , соответствующей установившемуся притоку жидкости в скважине. График изменения дебита (с течением времени) должен иметь две асимптоты: ось ординат ($t=0$) и прямую $Q=Q_y=const$, параллельную оси абсцисс. Поэтому для повышения эффективности дренирования призабойной зоны необходимо стремиться к созданию мгновенных депрессий на забой, чем обеспечиваются высокие скорости движения жидкости в призабойной зоне пласта [1].

По мнению специалистов В.А.Амияна, Н.П.Васильева, Р.М.Курамшина, Г.А.Шлейна, А.А.Ишмурзина, А.А.Деменко, А.М.Вагнера С.С.Алескерова, Б.И.Аликбекова, С.М.Алиева, занимавшихся вопросами повышения эффективности методов дренирования, хороший эффект от применяемых методов и дополнительный приток из пласта можно получить созданием высоких скоростей дренирования (депрессии) за короткий промежуток времени. Причем после появления притока более приемлемо на некоторое время осуществить форсированный режим работы скважины, предполагая при этом, что будет обеспечена наилучшая очистка призабойной зоны пласта.

Это объясняется тем, что в процессе вскрытия пласта часто наблюдается проникновение большого количества фильтрата промывочной жидкости, образуются условия для снижения проницаемости из-за набухания глин, образования стойких эмульсий и ила, вследствие этого плавное снижение давления не предотвращает возможных осложнений. Происходит это по следующей причине. При нормальных условиях, когда призабойная зона ни чем не загрязнена, для притока жидкости или газа из пласта достаточно соблюсти следующее условие:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}, \quad (5)$$

где ΔP – минимальная депрессия, при которой начинается приток;

$P_{пл}$ – пластовое давление;

$P_{заб}$ – забойное давление.

Однако для большинства случаев при этом условии никакого притока не происходит вследствие дополнительных сопротивлений, вызванных значительным снижением естественной проницаемости призабойной зоны пласта. Чтобы преодолеть эти дополнительные сопротивления, необходимо обеспечить увеличенную скорость откачки или форсированный отбор с выносом всех осадкообразующих твердых включений на поверхность из глубин нефтеносного коллектора.

В формулах 6, 7 показано условие притока жидкости из пласта в скважину. Из формулы 7 вытекает, чтобы получить приток жидкости необходимо преодолеть дополнительные сопротивления.

Тогда условие притока выразится равенством:

$$\Delta P = P_{пл} - (P_{заб} + \Delta P_1), \quad (6)$$

$$\Delta P + \Delta P_1 = P_{пл} - P_{заб}, \quad (7)$$

где ΔP_1 – депрессия, при которой должны быть преодолены дополнительные сопротивления притоку жидкости или газа из пласта.

Очень часто ΔP_1 бывает больше ΔP . По этой причине в скважинах после бурения, приступая к вызову притока из пласта, по существу сталкиваются с нерегулируемым процессом. Снижая уровень, не имеют представления о величине депрессии, при которой должен появиться приток из пласта. Так как минимальная депрессия $\Delta P + \Delta P_1$, при которой появляется приток, намного превосходит депрессию ΔP , при которой происходит приток из незагрязненного пласта. В этом случае возможны внезапные и бурные проявления скважины, что очень часто наблюдается в промышленной практике, особенно если вызов притока осуществляют методами поршневания, которые не обеспечивают инструментального контроля забойного давления и герметизацию устья скважины.

С целью повышения эффективности дренирования призабойной зоны необходимо стремиться к созданию мгновенных контролируемых депрессий на забой, чем обеспечиваются высокие скорости движения жидкости в призабойной зоне и, следовательно, более глубокая очистка. В работе Валовского В.М. и Валовского К.В., приводятся результаты расчета производительности свабирования скважин с пакером. Дренирование и очистка призабойной зоны пласта осуществляется с помощью периодического приложения глубоких депрессий с применением пакера и сваба. Основной принцип данной методики заключается в создании высоких темпов откачки способом перекрытия кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и НКТ пакером, в результате вся поступающая из пласта жидкость направляется в НКТ. При этом депрессия на пласт максимальна и определяется плотностью жидкости и высотой остаточного столба жидкости в скважине. Максимальными скоростями 3,9 м/с., (Установка АЗИНМАШ-37) создается такой режим работы, который по некоторым скважинам соответствует 183 м³/сут. Однако, несмотря на возможность метода создавать максимальную производительность существует и ряд недостатков: необходимость применения дополнительных технических средств (АЗИНМАШ-37), возможность порыва тягового органа (металлического троса) сваба, отсутствие контроля забойного давления во время свабирования, что может привести к неконтролируемому проявлению скважины.

В работе Курамшина Р.М., Шлейна Г.А., Деменко А.А., Вагнера А.М. (АООТ “СибНИИИП”) [7], приводятся результаты использования струйного насоса для освоения скважин и интенсификации притока. С целью увеличения дебита и снижения скин-эффекта на объектах Ермаковского месторождения и Западной Сибири были проведены

работы по оптимизации режимов эксплуатации скважин. Результаты испытания показали, что использование струйных аппаратов обеспечивает достаточно высокое качество освоения скважин и интенсификации притока за счет глубокого дренирования призабойной зоны пласта и ее очистки от продуктов фильтрата бурового раствора, парафина, различных твердых загрязнений. По скважинам с положительным результатом дебит нефти увеличился в 1,5-3 раза. По данным замеров, сделанных отдельно по скважинам, дополнительная добыча нефти составила 459,4 т на одну скважинно-операцию. Однако успешность операций составила около 60% вследствие отсутствия более тщательного подбора скважин на основе геологического изучения пласта, скелета породы и анализа показателей эксплуатации скважин [6,7]. Кроме того, на нефтяных месторождениях Западной Сибири общий фонд струйных насосов не велик по сравнению со штанговыми насосами или ЭЦНами. Сдерживающей широкого использования струйного насоса для подъема жидкости из скважины, является отсутствие надежных отечественных силовых насосных установок для привода струйного насоса, а также компактного комплекса поверхностного оборудования для очистки и подготовки рабочей жидкости. В связи с этим, наибольшее распространение получило использование струйного насоса там, где не требуется длительной непрерывной работы струйного агрегата с использованием передвижных насосных установок [6]. В связи с этим наибольшую перспективу представляет способ очистки призабойной зоны оборудованием, которое имеет более широкое применение.

Стандартными методами, основанные на принципе снижения уровня жидкости в скважине (поршневание, тартание желонкой и т.д.) трудно создать большие депрессии на забой, и начальные дебиты скважин имеют конечную величину и зависят от применяемого способа понижения уровня жидкости или падения давления в скважине.

Поршневание. Метод поршневания является самым распространенным. Имеет широкое применение на нефтяных и нагнетательных скважинах. Однако исследования скважин на Туймазинском месторождении с установкой на забой глубинного манометра показали, что при поршневании как без пакера так и с пакером величины депрессий на забой не превышают 6-8 кгс/см², что объясняется сравнительно малой скоростью подъема жидкости по трубам. Поршень долгое время не успевает оторваться от жидкости подпираемой снизу. Были случаи, когда во время проведения мероприятия происходил порыв тягового органа и заклинивание сваба в скважине.

Метод откачки жидкости с использованием серийной штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ). Штанговые скважинные насосные установки получили довольно широкое применение на нефтяных месторождениях России. На Узыбашевском месторождении АНК "Башнефть" с помощью стандартного штангового насоса производилась откачка жидкости с твердыми механическими включениями с забоя нефтяной скважины. Как показывают промысловые материалы НГДУ "Уфанефть", данный метод освоения имеет весьма низкий положительный эффект. Вследствие быстрого забивания клапанных узлов насоса высоковязкими, твердыми механическими включениями происходит выход скважинного оборудования из строя.

Метод имплозии. Для увеличения проницаемости пласта и улучшения дренирования призабойной зоны создавались мгновенно высокие депрессии на забое скважины с выносом сравнительно больших объемов жидкости. По принципу разгерметизации области низкого давления возникают интенсивные фильтрационные потоки пластовой жидкости направленные из пласта в скважину. С целью повышения эффективности данного способа, его иногда применяют вкуче с кислотной обработкой (КО) [3,7].

Метод коротких изливов. С целью значительного уменьшения количества выбрасываемой из пласта воды, сокращения времени, и увеличения эффективности очистки пор и трещин призабойной зоны пласта нагнетательных скважин был разработан

способ дренирования призабойной зоны путем многократных кратковременных изливов с короткими остановками для восстановления забойного давления [].

В таблице 1 представлены результаты изменения фильтрационных характеристик призабойных зон обрабатываемых скважин различными методами.

Вид обработки	$K_{\text{прод}}$, м ³ /сут (кгс/см ²)		$K_{\text{пр}}^{\text{ПЗП}}$, Д		$K_{\text{пр}}^{\text{УДП}}$, Д	
	до	по	до	по	до	по
Поршневание	3,35	3,37	0,19	0,19	0,26	0,26
Имплозия + КО	2,7	3,72	8,95	10,72	16,56	18,64
Метод коротких изливов (нагнетательные скважины)	-	-	0,15	0,20	0,13	0,14

Как видно из таблицы 1 повышение коэффициента продуктивности $K_{\text{прод}}$ и коэффициентов проницаемости призабойной и удаленной зон $K_{\text{пр}}^{\text{ПЗС}}$ и $K_{\text{пр}}^{\text{УДП}}$ произошло после имплозии, в то время как поршневание заметных изменений в продуктивности скважины не дало.

Таким образом, анализ причин влияющих, а проницаемость геологической породы в призабойных зонах скважин выявил, что засорение фильтрационных каналов породы твердыми частицами глинистого раствора, частицами выбуренной породы, песком, илом и т.д., в процессе различных технологических операций снижают относительную проницаемость для нефти в 5-6 раз.

Исследования нефтяных скважин на Туймазинском месторождении в процессе поршневания как без пакера так и с пакером выявили, что низкая эффективность способа основывается на небольших величинах депрессий на забой скважин, которые в редких случаях превышают 6-8 кгс/см². Малая скорость подъема жидкости по трубам, объясняется тем, что поршень долгое время не успевает отрываться от жидкости подпираемой снизу. Были зафиксированы случаи, когда во время проведения мероприятия происходил порыв тягового органа и заклинивание сваба в скважине.

Литература:

- 1.Амиян В.А., Васильева Н.П. "Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов" М: Недра 1972.-с.27-36, 314-323.
- 2.Валовский В.М., Валовский К.В. Особенности расчета производительности свабирования скважин с пакером. Журнал. Нефтяное хозяйство.-2002.-№ 3.-с.64-66.
- 3.Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений М: Недра 1998 г.-с.150-199.
- 4.Зейгман Ю.В. Физические основы глушения и освоения скважин. Уфа 1996.-с.-7.
- 5.Каплан Л.С., Семенов А.В, Разгоняев Н.Ф. Развитие техники и технологи на Туймазинском нефтяном месторождении. – Уфа, 1998.-с.26-56, 315-331.
- 6.Кристиан М, Сокол С, Константинеску А. Увеличение продуктивн. и приемистости скважин. М: Недра-1985.
- 7.Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Под редакцией д-ра техн. наук Ш.К.Гиматудинова. М: Недра 1988 г.-с.184-221. 44. Курамшин Р.М., Шлейн Г.А., Деменко А.А., Вагнер А.М. Журнал. Нефтяное хозяйство.-2001.-№ 11.-с.24-28.