

Влияние негерметичности системы «подъемный лифт-насос» на форму кривых восстановления уровня (давления)

А.Г. Козубовский¹, Т. В. Кузьмина²

¹ЗАО НПО «ИнТЭК», ²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Аннотация

В статье рассмотрено влияние негерметичности системы «подъемный лифт-насос» на результаты исследований методом кривых восстановления уровня (КВУ), давления (КИД). Приводится детальное описание основных и наиболее типичных случаев искажения межтрубными перетоками временных вариаций забойного давления. Представляются визуальные показатели («hump», «плато») графического отображения анализируемого эффекта. Дается характеристика необходимого и обязательного критерия для диагностики наличия негерметичности системы «подъемный лифт-насос» в виде второго локального положительного экстремума производной давления, который эффективен даже тогда, когда такие признаки как «hump» и «плато» в явной форме себя не проявляют. Объясняется принцип разделения исходного массива информации на искаженный и не подверженный влиянию обсуждаемого явления. Отражены выводы и рекомендации к применению полученных результатов.

Ключевые слова

негерметичность, подъемный лифт-насос, затрубное пространство, исследование, уровень жидкости, забойное давление, критерий, производная давления

Материалы и методы

Результаты отражены в виде графических иллюстраций и выводов.

Для цитирования:

А.Г. Козубовский, Т. В. Кузьмина. Влияние негерметичности системы «подъемный лифт-насос» на форму кривых восстановления уровня (давления) // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №3. С. 14-17. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10082.

Поступила в редакцию: 21.05.2020

OIL PRODUCTION	UDC 622.276 Original Paper
----------------	------------------------------

The effect leaky pump to the shape of Buildup

Aleksandr G. Kozubovsky¹, Tat'yana V. Kuzmina²

¹JSC «InTEK», ²Tyumen Branch LLC «Lukoil-engineering»
KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Abstract

This article explores influence of a leaky pump on results of the well test. The detailed description of the main cases of distortion. This article describes visual patterns of analyzed effects ("hump", "plateau"). Discovered the criterion in the form of a second local positive extremum of the pressure derivative for diagnosing the presence of leaks in the pump wells system. The criterion is effective even then, “hump” and “plateau” do not manifest themselves. The article explains method to split data to ranges which are affected by well's outflow and which aren't.

Keywords

pumping wells, liquid level, bottomhole pressure, leaky pump. well test, pressure derivative, pump, criterion

Materials and methods

The results are in the form of figures and conclusions.

For citation:

Aleksandr G. Kozubovsky, Tat'yana V. Kuzmina. The effect leaky pump to the shape of Buildup // Ekspozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp.14-17. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10082.

Received: 21.05.2020

На отечественных нефтяных промыслах при эксплуатации глубинно-насосного оборудования (ГНО) используется как правило безпакерная подвеска. При такой компоновке основным источником информации о свойствах пласта являются исследования по прослеживанию во времени изменения уровня (давления) жидкости в затрубном

пространстве (ЗП) в остановленной и закрытой на устье скважины. Зафиксированная при этом совокупность значений уровней (Н) или забойных давлений (Рзаб), приуроченных к определенным моментам времени (t) отражается в формате графической зависимости Н(Рзаб)-f(t) и служит основой для дальнейшей интерпретации полученных сведений.

Разработанные на сегодняшний день алгоритмы обработки таких результатов дают возможность получить оценки ряда параметров включая коэффициент продуктивности, фильтрационные характеристики коллектора, пластовое давление и др. Для ситуации, в которой отклик пласта подвержен влиянию только эффекта послепритока,

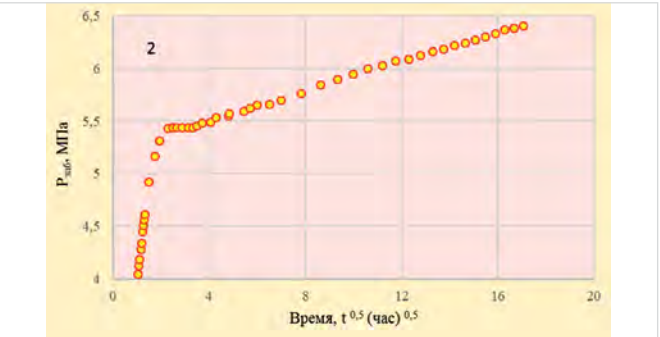
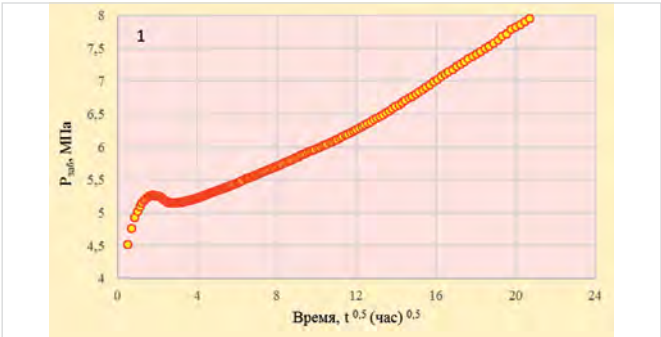


Рис. 1 — Выявленные форы искаженных КВУ (КИД): 1 — форма 1; 2 — форма 2
Fig. 1 — Revealed odds distorted Buildup: 1 — form 1; 2 — form 2

интерпретация произведенных замеров не вызывает осложнений. Однако, как показывает имеющийся богатый научно-производственный опыт, при выполнении подобных работ не редки случаи, когда на восстановление забойного давления, обусловленное упругими силами насыщенной пористой среды, оказывают воздействие факторы, связанные со спецификой относительного движения сосуществующих фаз флюида в трубах и техническим состоянием элементов скважинного ГНО. Пренебрежение ими может привести к использованию непредставительной части данных, и, как следствие, к неверным выводам.

Характер проявления обозначенных выше обстоятельств изучался как отечественными, так и зарубежными специалистами. Установлено, что их присутствие может существенным образом искажать динамику изменения Н(Рзаб) в процессе исследования и визуально выражается в трансформации формы кривой восстановления уровня (КВУ), изменения давления (КИД) в сравнении с классическим ее представлением.

В частности, в [1] указывается, что в насосных скважинах зависимости Н(Рзаб)-f(t) могут быть осложнены эффектом, называемым «hump» (бугор). Рассматриваются два варианта для объяснения природы которых авторы используют следующие аргументы: — сегрегация фаз (например, газа и жидкости) в затрубном пространстве скважины; — негерметичность обратного клапана насосной установки.

Заметим, что вопросы влияния разделения насыщенной пластовой смеси на газовую и жидкую составляющие в стволе скважины на результаты исследований неустановившейся фильтрацией обстоятельно изучены [2, 3] и совместно с методикой интерпретации представлены, например, в [3].

Проблема негативного воздействия факта негерметичности системы «подъемный лифт-насос» на временные вариации численных оценок Рзаб, на наш взгляд, не ограничивается рамками формата «hump». В зависимости от конкретных условий, а именно от локализации негерметичности, ее геометрических характеристик, интенсивности излива через нее флюида и т.п. визуальные отображения анализируемого явления могут существенно отличаться от описанных в [1]. Исходя из сказанного, по мнению авторов, более детальное изучение симптомов процессов, имеющих место в скважине при негерметичности насосно-компрессорных труб (НКТ) и системы клапанов насосного оборудования и их отражения на результатах исследований методом КВУ (КИД) актуально.

Основные итоги такой процедуры нам видятся в реализации следующих позиций: — выделение на базе исходного фактического материала типичных признаков, характеризующих факт негерметичности системы «подъемный лифт-насос»; — обоснование принципов разделения, искаженного и, соответственно, не искаженного, «правильного» массива информации, полученной в результате регистрации КВУ(КИД).

В связи с этим авторами был осуществлён анализ порядка двухсот КВУ (КИД) на скважинах, оборудованных ЭЦН с наличием документального подтверждения о смене насоса по причине негерметичности ГНО.

В результате проведенных работ было идентифицировано две разновидности формы искаженных зависимостей Н(Рзаб)-f(t), которые представлены на рис. 1. Для более рельефного выделения соответствующих специфических признаков анализируемых совокупностей замеров (по отношению к типичным), они были выполнены в координатах Рзаб, Р'заб — (t)^{0.5}, где Р'заб — производная забойного давления.

Завершающая фаза обработки информации сводилась к процедуре адресного скважинного сравнения выделенных разновидностей кривых с кривыми, полученными после смены насоса. Наиболее показательные результаты такого сопоставления отражены на рис. 2. Если имел место анализируемый случай, принималось, что присутствие не типичных участков на графиках Н(Рзаб)-f(t) до смены ГНО действительно обусловлено именно негерметичностью системы «НКТ-насос», а не, например, геологической спецификой объекта добычи. Такие кривые использовались для дальнейшего, более детального изучения.

Дальнейшее осмысление исходных материалов производилось на основе следующих соображений.

В общем случае в процессе работы скважины, оборудованной ЭЦН, отбираемая из пласта водогазожидкостная смесь (ГЖС) поднимается до приема насоса и частично поступает в подъемный лифт, а частично в кольцевое пространство, где гравитационно разделяется на газовую подушку и компримированный столб жидкости (насыщенная нефть и вода) с накоплением последнего до определенного уровня (динамического), который обеспечивает бесперебойную откачку продукции с заданной производительностью. Излишки газа через перепускной клапан отводятся в систему внутрипромыслового сбора. Лифтовые трубы в этот момент полностью заполнены добываемым сырьем поэтому,

устьевое трубное давление (Ртр) выше устьевого затрубного (Рзатр).

После остановки и закрытия скважины на исследование методом КВУ (КИД) при исправном ГНО трубы и затрубье разобщены друг с другом посредством обратного клапана. В начальный момент времени депрессия на пласт (ДР) сопоставима с перепадом давления между коллектором и забоем, который был на режиме эксплуатации. Дебит и состав флюида также идентичны данным характеристикам, реализуемым в процессе добычи. Флюид поступает только в ЗП. В дальнейшем происходит затухание притока с одновременным снижением ДР. При наличии полутной воды ее доля в потоке сокращается и по достижении определенного уровня величины Рзаб становится минимальной. На забой, а, следовательно, и в затрубье будет попадать преимущественно насыщенная нефть как более лёгкая и подвижная фаза в сравнении с водой, смещая тем самым объемное соотношение жидких фаз в ЗП в пользу углеводородной части.

Если запорное устройство не выполняет свое функциональное назначение, то в пространстве между НКТ и обсадной колонной поступает флюид как из коллектора, так и из полости подъемного лифта, поскольку давление в нем на уровне приема насоса (Р*тр) выше чем в точке установки ТМС (Рзаб). Как в сообщающихся сосудах после окончания перетока столбы газожидкостных композиций в трубах и затрубье будут стремиться к уравниванию друг друга, но поскольку они находятся под различными избыточными давлениями (Ртр и Рзатр) и имеют не одинаковые плотности (ρ1> ρ2), то на условной границе, приуроченной, например, к глубине фиксации Рзаб, имеет место выравнивание давлений, но при отличающихся уровнях в концентрической трубной подвеске. Поступление из пласта нефти, газа и воды идентифицируется с фактором, провоцирующим отклонение системы от состояния равновесия. Но при этом, дополнительный объем насыщенной жидкости, попавший в емкость кольцевого канала инициирует обратное действие, а именно, возвращение ее в состояние равенства давлений на плоскости сравнения. Такой колебательный процесс продолжается до тех пор, пока не произойдёт выравнивание высот подъема ГЖС и величин Ртр и Рзатр в колонне НКТ и ЗП.

В зависимости от локализации негерметичности, ее геометрических характеристик, соотношения пластового и забойного давлений и т.п. ее влияние на форму регистрируемых КВУ (КИД) может проявлять себя по-разному. Проведенный анализ исходного

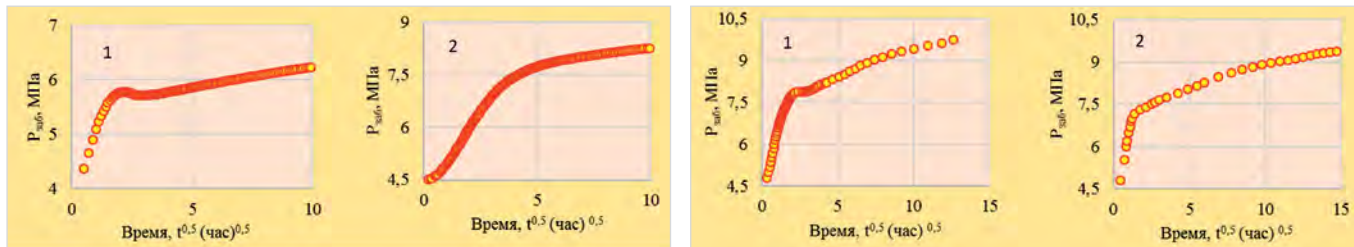


Рис. 2 – Адресное скважинное сопоставление КВУ (КИД) до и после смены глубинно-насосного оборудования: 1 — до смены насоса; 2 — после смены насоса

Fig. 2 — Address well matching Buildup before and after the change of downhole pumping equipment: 1 — before the change pump; 2 — after the change pump

материала позволил авторам данной статьи выделить следующие, основные и наиболее типичные случаи искажений рассматриваемым осложнением результатов замеров Рзаб: 1. Перелив из труб в ЗП с последующим поглощением жидкости в пласт 2. Перелив из труб под уровень газо-жидкостного раздела (ГЖР) в ЗП 3. Перелив из труб над уровнем ГЖР в ЗП 4. Невяное проявление влияния негерметичности системы «НКТ-насос»

Графическая иллюстрация первых трех из перечисленных ситуаций представлена на рис. 3 в формате двух зависимостей: Рзаб–f(t) и Р'заб–f(t). Вся область изменения исследуемых величин исходя из характерных участков кривых разделена на несколько зон.

Факт, когда в скважине при проведении исследований имеет место обратная фильтрация жидкости (случай 1), т.е. ее поступление из ствола в коллектор отражен на рис. 3 «а».

По мнению специалистов, [1] возникновение локального экстремума давления на КВУ (КИД) в начальный период исследования насосных скважин объясняется негерметичностью обратного клапана ЭЦН.

Рассмотрение результатов, подобных описываемому ниже, позволило авторам прийти к идентичному выводу. В конкретном примере дебит скважины перед ее остановкой составлял 24 м³/сут при обводненности 78%. Начальные параметры нефти, такие как газовый фактор и давление насыщения оценены величинами 67 м³/м³ и 7,3 МПа соответственно. Извлечение насоса в результате проведения подземного ремонта, позволило диагностировать факт поломки впускного клапана одностороннего действия.

После остановки и закрытия скважины в ЗП поступает флюид как из коллектора, так и из полости НКТ. Флюид из насосных труб представляет собой избыточный объем жидкости по отношению к притоку из пласта, в силу чего его перелив нарушает истинное соотношение

между забойным и пластовым давлением.

Данный факт находит свое отражение в том, что величина Рзаб на раннем этапе исследования растет достаточно интенсивно (зона 1, первый локальный положительный максимум на кривой производной, точка «А»). Здесь и далее, в качестве реперных отметок используются соответствующие точки на диагностическом графике Рзаб–f(t). По мере снижения давления в НКТ перелив продолжается, но его интенсивность падает. Убывает так же и дебит послепритока. Характер изменения давления в этот момент характеризует зона 2. Рзаб при этом может достичь, а затем и превысить уровень текущего пластового давления в окрестности скважины. При достижении забойным давлением давления начала приемистости (Рпр), (точка «В») изменяется направление фильтрации газожидкостной смеси (ГЖС), а именно, она начинает поступать в пласт обуславливая, тем самым уменьшение Рзаб (зона 3), что выражается на графике Рзаб–f(t) характерным изломом кривой. Снижение продолжается до тех пор, пока не прекратится переток через клапан и насос и не восстановится истинное соотношение между Рзаб и текущим Рпл. (точка «С»). С этого временного этапа исследований начинается проявлять себя остаточное влияние ствола скважины, не подверженное воздействию массообмена между трубами и затрубьем (зона 4, характерный второй положительный локальный экстремум на кривой производной). После точки «Д» дальнейшее изменение давления уже не будет искажено влиянием негерметичности ГНО и послеприточным эффектом (зона 5).

При рассмотрении случая 2 в качестве основы для описания используется рис. 3 «б». Явления, происходящие в стволе скважины и приуроченные к трансформации давления в зонах 1 и 2 практически идентичны рассмотренным выше. Отличие заключается в том, что в точке «В» значение Рзаб ниже величины

текущего Рпл в прискважинной области. Данная позиция на графиках соответствует времени окончания перелива из НКТ через обратный клапан. При этом, как было отмечено ранее, уровни ГЖС в лифтовом подъемнике и ЗП в силу различия плотностей, находящихся в них жидкостей и отличающихся избыточных давлений, имеют не одинаковые высоты. Начиная с точки «В» (зона 3, «плато») реализуется переходный период выравнивания столбов ГЖС в сообщающихся трубных емкостях. Интенсивность роста Рзаб при этом существенно снижается, так как часть объема флюида, поступающего в кольцевое пространство (в силу большего эквивалентного диаметра ЗП и большей сжимаемости среды), расходуется на компенсацию разности высот композитных столбов жидкой фазы в насосном лифте и межтрубье. В точке «С» устанавливается единая граница раздела «газ-жидкость» по всей внутрискважинной площади поперечного сечения. Процессы изменения давления в областях 4 и 5 имеют такую же физическую подоплеку, как и в случае 1.

Графическое изображение результатов измерений, соответствующих случаю 3 демонстрируются рисунком 3 «в». Обсуждаемая ситуация имеет некоторые специфические особенности по отношению к уже представленным. В зоне 1 динамика изменения Рзаб обусловлена теми же факторами, что и в примерах 1 и 2. В зоне 2 темп снижения давления вызван как падением его в НКТ, так и затуханием притока из пласта. В точке «В» уровень жидкости в подъемных трубах совмещается с глубиной локализации негерметичности и переток через нее прекращается. Последующее замедление роста Рзаб связано только с уменьшением удельного расхода флюида, поступающего из пористой среды (зона 3). При этом столб флюида в полости центральной трубной колонны отжимается газом, перетекающим из ЗП в силу выравнивания избыточных давлений Ртр и Рзатр. В точке «С» уровень

ГЖС в затрубном пространстве достигает местоположения нарушения целостности тела насосных труб. Суть дальнейшего временного преобразования давления в областях 4, 5 и 6 аналогична варианту 2 (зоны 3, 4, 5). Точка «Д» при этом соответствует началу остаточного влияния ствола скважины, а точка «Е»-началу не искаженных замеров давления.

Из сравнения диагностических графиков производной давления на рис. 3 (а, б, в) не трудно заметить, что всем им присуща отличительная особенность, наличие в начальный период исследования общего элемента в виде второго локального положительного экстремума (зона 4 на рис. 3а, б и зона 5 на рис. 3в). Выявленный признак, по мнению авторов, следует рассматривать в качестве необходимого атрибута, позволяющего в совокупности с другими показателями («hump», «плато») уверенно диагностировать наличие осложнения, проявляющего себя как негерметичность системы «подъемный лифт насос». Установленный критерий эффективен даже тогда, когда другие необходимые, но недостаточные показатели могут в явной и очевидной форме себя не выражать. Наглядный пример подобной ситуации отражен на рис. 4а. Из рисунка видно, что на кривой Рзаб–f(t^{0.5}) отсутствуют какие-либо заметные специфические участки («hump», «плато»), дающие основание утверждать о существовании факта негерметичности НКТ или обратного клапана насоса. Однако присутствие второго локального положительно экстремума на диагностическом графике производной давления позволяет сделать вывод о том, что такая проблема имеет место, что нашло подтверждение при проведении дальнейшего подземного ремонта. Подъем ГНО позволил обнаружить негерметичность резьбового соединения НКТ. Исследования, реализованные после смены компоновки подземного оборудования (рис. 4б) демонстрируют отсутствие утечек флюида из насосно-компрессорных труб и насоса (на диагностическом графике второй локальный

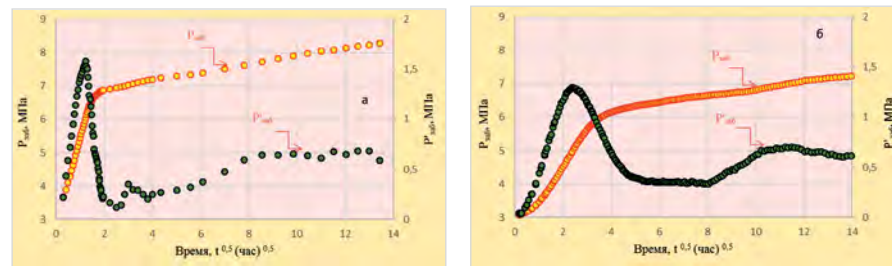


Рис. 4 – Пример неявного влияния факта негерметичности системы «подъемный лифт-насос» на форму КВУ (КИД): а — до смены комплекса «трубы-насос»; б — после смены комплекса «трубы-насос»

Fig. 4 — An example of the implicit influence of the fact of a leakage of the "lift elevator pump" system on the form of Buildup: а — before the change of the pipe-pump complex; б — after changing the "pipe-pump" complex

положительный экстремум производной характеризующий остаточное влияние ствола скважины давления отсутствует).

Итоги

Проведенный анализ исходного фактического материала по скважинам, оборудованным ЭЦН позволил установить, что негерметичность системы «подъемный лифт-насос» влияет на форму КВУ(КИД).

Выводы

1. Влияние факта негерметичности на форму КВУ(КИД) проявляется себя в формате четырех наиболее типичных ситуаций: перелив из труб с последующим поглощением жидкости в пласт, перелив из труб под уровень жидкости в ЗП, перелив из труб над уровнем газо-жидкостного раздела в ЗП, не явное проявление осложнения;
2. Установлен необходимый и обязательный критерий в виде второго локального положительного экстремума производной давления в начальный период исследования, который в совокупности с другими характерными показателями («hump, плато») позволяет диагностировать наличие негерметичности системы «подъемный лифт-насос»;
3. Критерий дает возможность осуществить

разграничение используемых сведений на искаженный массив информации и данные, не подверженные влиянию эффекта перетоков жидкости и газа между трубами и затрубьем;

4. После замены вербального отображения выявленных признаков и критерия на тематические соотношения они могут быть использованы в качестве элементов интегрального показателя качества исследований [4].

Литература

1. Drownscombe E.R. Afterflow and buildup interpretation on pumping wells. JPT, 1982, pp. 397–405. (In Eng.).
2. Strgemeier G.L., Matthews C.S. A study of anomalous build-up behavior. Trans., AIME, 1958, vol. 213, pp. 44–50. (In Eng.).
3. Lee J., Rolling J.B., Spivey J.P. Pressure transient testing, SPE, Richardson, 2003. (In Eng.).
4. Козубовский А.Г., Ефимов А.Д., Кузьмина Т.В. Использование обобщенной функции желательности Харрингтона для оценки качества гидродинамических исследований скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. №9. С. 27–30.

ENGLISH

Results

Analysis of actual data for Pumping Wells made it possible to determine that leaky pump affects a shape of the Buildup

Conclusions

1. The effect of leaky pump on the form of the Buildup is manifested in four typical cases: outflow with absorption to reservoir, outflow to casing annulus below liquid level, outflow to casing annulus above liquid level,

undetermined outflow

2. A criterion is found in the form of a second local positive extremum of the pressure derivative in the initial period of the study, which, together with other characteristic indicators ("hump, plateau"), allows diagnosing the presence of well's outflow
3. The article explains method to split data to ranges which are affected by well's outflow and which aren't.
4. Further research may aim to replace visual detection by mathematical criteria which also may prove useful as an integral indicator of a quality of well tests.

References

1. Drownscombe E.R. Afterflow and buildup interpretation on pumping wells. JPT, 1982, pp. 397–405.
2. Strgemeier G.L., Matthews C.S. A study of anomalous build-up behavior. Trans., AIME, 1958, vol. 213, pp. 44–50.
3. Lee J., Rolling J.B., Spivey J.P. Pressure transient testing, SPE, Richardson, 2003.
4. Kozubovsky AG, Efimov AD, Kuzmina T.V.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Геннадьевич Козубовский, руководитель группы НИР ЗАО НПО «ИНТЭК», Тюмень, Россия

Aleksandr G. Kozubovsky, head of research group JSC «InTEK», Tyumen, Russian Federation

Татьяна Валерьевна Кузьмина, главный специалист отдела гидродинамических исследований скважин Центра промысловой геофизики и гидродинамических исследований скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «НогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Россия
Для контактов: KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Tat'yana V. Kuzmina, chief specialist department well test Tyumen Branch LLC «Lukoil-engineering», Russian Federation
Corresponding author: KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Рис. 3 – Типичные случаи искажения фактором негерметичности результатов исследований методом КВУ (КИД): а — перелив из труб в ЗП с последующим поглощением жидкости в пласт; б — перелив из труб под уровень газо-жидкостного раздела (ГЖР) в ЗП; в — перелив из труб над уровнем ГЖР в ЗП

Fig. 3 — Typical cases of distortion by the leakage factor of research results by the method Buildup: а — overflow from pipes into the filling zone with subsequent absorption of fluid into the formation; б — overflow from pipes to the level of the gas-liquid section (GLC) in the RF; в — overflow from pipes above the level of GW in the RF