

SPE-187740-RU

Разработка, применение и результаты внедрения новых технологий для одновременно-раздельной эксплуатации и новые способы исследований пластов скважин при ОРЭ

Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. (ООО УК "Шешмаойл")

Авторское право 2017 г., Общество инженеров нефтегазовой промышленности

Этот доклад был подготовлен для презентации на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 16-18 октября, 2017, Москва, Россия.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами реферате. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров нефтегазовой промышленности не выполнялась, и внесение исправлений и изменений является обязанностью авторов. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения SPE, его должностных лиц или участников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада без предварительного письменного согласия SPE запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на реферат объемом не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Реферат должен содержать явно выраженную ссылку на авторское право SPE.

Резюме

Введение

При эксплуатации многопластовых скважин общим фильтром может возникать отрицательный фактор вследствие перетока пластовой жидкости из пласта с более высоким пластовым давлением в пласт с низким пластовым давлением, что приводит к недополучению нефти. В настоящее время для эксплуатации свыше двух пластов применяют различные виды компоновок одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). В ПАО "Татнефть" широкое распространение получили двухлифтовые [1-6] и однолифтовые установки [7]. Недостатками двухлифтовой ОРЭ являются высокие затраты на капитальные вложения, обслуживание. Недостатками однолифтовой установки являются высокая стоимость модернизации установки, т.к. установка состоит из двух насосов одинакового типоразмера; случаются отвороты плунжеров в месте их соединения; имеет место сложность разделения цилиндра в зависимости от производительности пластов в условиях меняющегося на практике дебита хотя бы одного из пластов; установка может эксплуатировать только два пласта отдельно друг от друга.

Многопакерная установка МПУ

Известна скважинная установка для регулирования и отсекания потока среды, включающая в себя колонну насосно-компрессорных труб, оснащенную пакерами и скважинными камерами со съемными клапанами и насосом, которая внедряется на месторождениях Западной Сибири [3]. Данная установка не позволяет произвести полную выработку запасов углеводородов, находящихся в зоне дренирования скважины, обладает низкой производительностью прежде всего из-за того, что не определен порядок установки скважинных камер или перепускных муфт и не предложена методика расчета или критерии, по которым определяются места их установки.

Для эксплуатации скважин от трех и выше пластов предлагается применять новую многопакерную установку (рисунок 1), разработанную сотрудниками отдела инноваций и экспертизы ООО УК "Шешмаойл". Перед внедрением установки в скважину спускаются 3 шаблона, которые должны быть размещены аналогично многопакерной установке, и скребок, которым прорабатывается эксплуатационная колонна. Далее прорабатывается забой гидрожелонкой до создания искусственного забоя с полной потерей прохода (до полной разгрузки), после чего внедряется многопакерная установка, которая состоит из заглушки, фильтровой части, насоса, НКТ, штанг и комплекса оборудования, например КОУС-ДПК-ОРЭ-145-50 с дополнительным упорным пакером ПУ. Нижний упорный пакер ПУ устанавливается с упором на забой, средний пакер ПУ устанавливается с упором на нижний пакер ПУ, верхний пакер упорный механический ПУ-М устанавливается с упором на средний пакер ПУ. Под средним и верхним пакерами устанавливаются боковые всасывающие клапаны БВК-175 (рисунок 2), под которыми устанавливаются сбивные клапаны. Под насосом также устанавливается боковой всасывающий клапан БВК-175, служащий как ограничитель хода плунжера (вследствие наличия утолщения в сварном корпусе). Боковой всасывающий клапан состоит из корпуса сварного 1, фильтра 2, заглушки 3, муфты 4, корпуса клапана 5, шарика 6, седла 7, держателя седла клапана 8, ниппеля 9, ниппеля 10 и втулки упорной 11. Под нижним пакером устанавливается клапанная клетка ШГН с шариковым клапаном, над которым устанавливается сбивной клапан.

При эксплуатации скважин жидкость из пластов поступает к БВК и нижнему всасывающему клапану, далее поступает на прием насоса. Нефтяной пласт с пластовым давлением ниже давления в НКТ эксплуатироваться не будет, а за счет разобщения пластов этот пласт не будет принимать пластовую жидкость, тем самым исключаются перетоки между пластами через ствол скважины.

Внедрение 25.06.2013г. такой многопакерной установки с тремя пакерами на скважине 3506 АО "Шешмаойл" (рисунок 1), эксплуатирующей верейский, бобриковский и турнейский пласты, позволило снизить затраты на 686 411,69 рублей в год (в основном за счет снижения капитальных вложений, затрат на ПРС, монтаж привода СКН, электроэнергии), увеличить добычу нефти на 73 тонны в год. Вариант компоновки МПУ с двумя пакерами для эксплуатации скважин с разобщением трех пластов представлена на рисунке 3.

Преимуществами данного предложения являются снижение затрат на капитальные вложения, на ПРС, обслуживание, увеличение добычи нефти при эксплуатации многопластовых скважин, повышение рентабельности разработки нефтегазового многопластового месторождения за счет исключения обратного поступления скважинной жидкости в пласт и регулируемый отбор скважинной жидкости по продуктивным пластам в зависимости от давления в них.

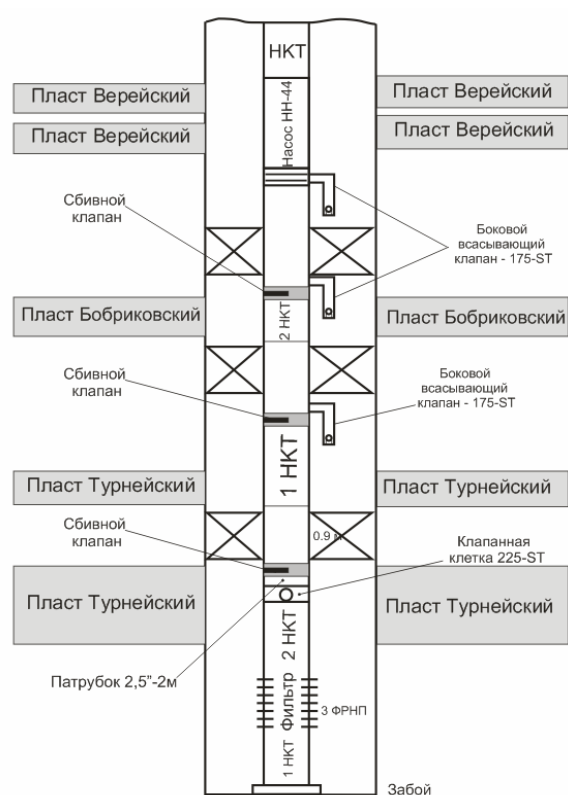


Рисунок 1. Схема установки на скв.3506

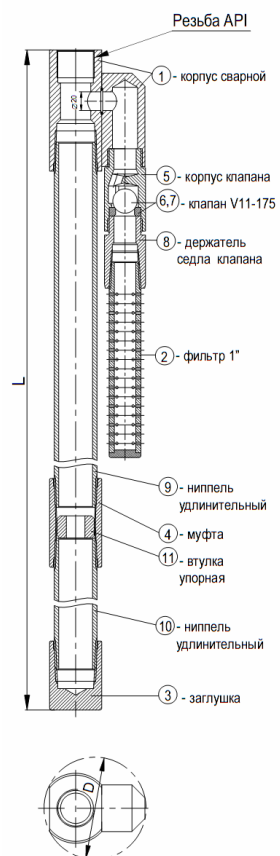


Рисунок 2. Боковой всасывающий клапан

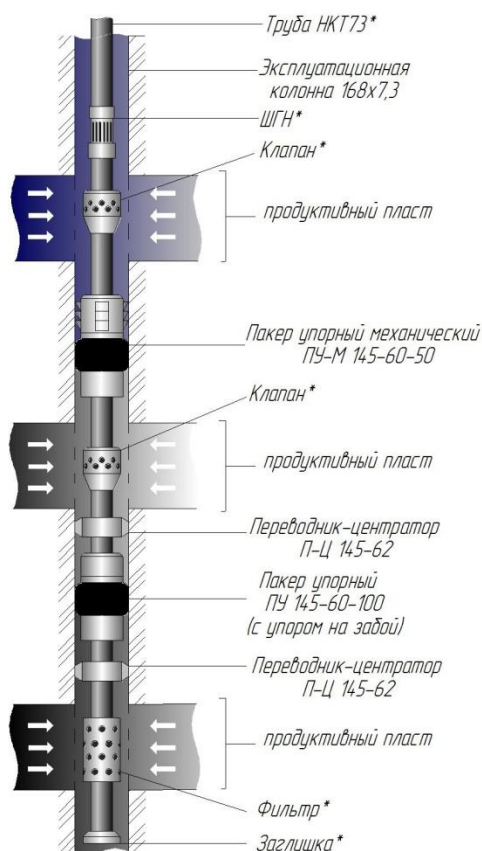


Рисунок 3. Вариант МПУ с двумя пакерами

Установка с переключением потоков по пластам УОРЭ-РПП

Известна установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов, в которой помимо насоса в состав установки входит боковой всасывающий клапан и вспомогательные цилиндры с размещенными в них полыми плунжерами, соединенными полым штоком [8]. В состав установки входит также хвостовик с пакером на конце. Недостатками установки являются сложность конструкции, низкая надежность в работе особенно при подъеме высоковязкой жидкости.

С целью устранения вышеперечисленных недостатков в ООО УК "Шешмаойл" была разработана установка с переключением потоков (УОРЭ-РПП), которая предназначена для одновременно-раздельной эксплуатации двух нефтяных пластов с раздельным подъёмом их продукции [9]. Данная установка позволяет:

- Предотвращать переток продукции из одного пласта в другой.
- Проводить раздельный учет продукции, поднятой из каждого пласта.
- Определять свойства и обводненность продукции по каждому пласту.
- Предотвращать образование газовой шапки под пакерами на приеме насоса.

Установка для одновременной или раздельной эксплуатации двух пластов УОРЭ-РПП (рисунок 4) содержит основной, большего диаметра цилиндр 1 с боковым клапаном 2, в котором размещен полый плунжер 3 с нагнетательным клапаном 4; сверху цилиндр 1 соединен с колонной насосно-компрессорных труб 5, а снизу соединен с пакером 6; пакер 6 снизу соединен с вспомогательным, меньшего диаметра цилиндром 7 с боковым всасывающим клапаном 8, в котором размещен сплошной плунжер 9, соединенный сплошным же штоком 10 с полым плунжером 3, который сверху соединен с колонной штанг 11.

При эксплуатации нижнего пласта Б в диапазоне рабочего хода плунжеров 3 и 9 полый плунжер большего диаметра 3 располагают таким образом, чтобы он перекрывал или был ниже бокового всасывающего клапана 2, а сплошной плунжер меньшего диаметра 9 располагают ниже бокового всасывающего клапана 8. При ходе колонны штанг 11 вверх движутся и плунжеры 3 и 9; за счет разности площадей плунжеров 3 и 9 в полости цилиндров 1 и 7 между плунжерами 3 и 9 создается разрежение, при этом закрывается нагнетательный клапан 4 и открывается боковой всасывающий клапан 8, продукция нижнего пласта Б через боковой всасывающий клапан 8 поступает в полость цилиндров 1 и 7 между плунжерами 3 и 9. При ходе колонны штанг 11 вниз движутся вниз и плунжеры 3 и 9, при этом боковой всасывающий клапан 8 закрывается и открывается нагнетательный клапан 4 и жидкость из межплунжерной полости цилиндров 1 и 7 через нагнетательный клапан 4 и полость полого плунжера 3 поступает в надплунжерную полость цилиндра 1 и поднимается по колонне насосно-компрессорных труб 5 к устью скважины. Далее циклы повторяются.

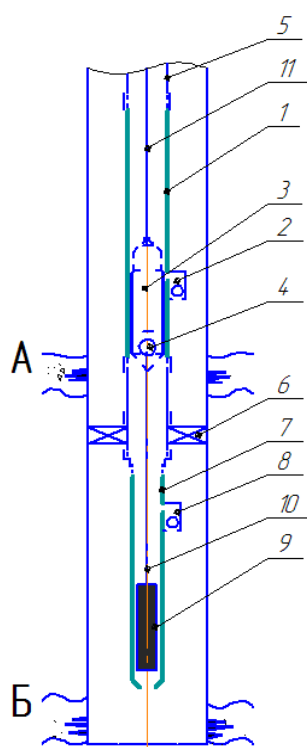


Рисунок 4. Схема установки при эксплуатации нижнего пласта

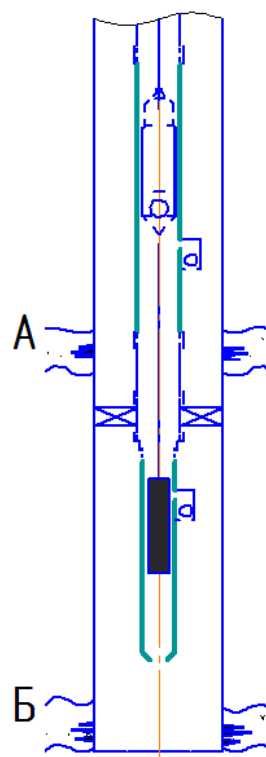


Рисунок 5. Схема установки при эксплуатации верхнего пласта

При эксплуатации верхнего пласта А (рисунок 5) в диапазоне рабочего хода плунжеров 3 и 9 сплошной плунжер меньшего диаметра 9 располагают таким образом, чтобы он перекрывал или был выше бокового всасывающего клапана 8, а полый плунжер большего диаметра 3 располагают выше бокового всасывающего клапана 2. При ходе колонны штанг 11 вверх движутся вверх и плунжеры 3 и 9, при этом закрывается нагнетательный клапан 4 и открывается боковой всасывающий клапан 2, продукция верхнего пласта А через боковой всасывающий клапан 2 поступает в полость цилиндров 1 и 7 между плунжерами 3 и 9. При ходе колонны штанг 11 вниз движутся вниз и плунжеры 3 и 9, при этом боковой всасывающий клапан 2 закрывается и открывается нагнетательный клапан 4 и жидкость из межплунжерной полости цилиндров 1 и 7 через нагнетательный клапан 4 и полость полого плунжера

3 поступает в надплунжерную полость цилиндра 1 и поднимается по колонне насосно-компрессорных труб 5 к устью скважины. Далее циклы повторяются.

При совместной эксплуатации верхнего А и нижнего Б пластов плунжеры 3 и 9 располагают относительно боковых клапанов 2 и 8 таким образом, чтобы при их ходе вверх боковые клапаны 2 и 8 перекрывались плунжерами в соответствии с производительностью пластов А и Б. При ходе колонны штанг 11 вверх движутся вверх и плунжеры 3 и 9, при этом закрывается нагнетательный клапан 4 и открывается вначале боковой всасывающий клапан 8, продукция нижнего пласта Б через боковой всасывающий клапан 8 поступает в полость цилиндров 1 и 7 между плунжерами. При дальнейшем движении боковой всасывающий клапан 8 перекрывается сплошным плунжером 9, при этом открывается боковой всасывающий клапан 2, продукция верхнего пласта А через боковой всасывающий клапан 2 поступает в полость цилиндров 1 и 7 между плунжерами. При ходе колонны штанг 11 вниз движутся вниз и плунжеры 3 и 9, при этом вначале закрывается боковой всасывающий клапан 2 и открывается нагнетательный клапан 4, при дальнейшем движении, после прохождения сплошным плунжером 9 бокового всасывающего клапана 8, боковой всасывающий клапан 8 закрывается, жидкость из между плунжерной полости цилиндров 1 и 7 через нагнетательный клапан 4 и полость полого плунжера 3 поступает в надплунжерную полость цилиндра 1 и поднимается по колонне насосно-компрессорных труб 5 к устью скважины. Далее циклы повторяются.

Соответствующее перемещение и расположение плунжеров 3 и 9 относительно боковых клапанов 2 и 8 для эксплуатации верхнего, нижнего пластов или совместной эксплуатации пластов осуществляют без извлечения скважинного оборудования приподъемом или приспуском полированного штока на устье.

Снабжение вспомогательного цилиндра, выполненного меньшим диаметром, боковым всасывающим клапаном, установка пакера между цилиндрами, выполнение плунжера, размещенного в вспомогательном цилиндре, сплошным и соединение его с полым плунжером сплошным штоком обеспечивает увеличение коэффициента наполнения K_n полостей цилиндров жидкостью. Коэффициент наполнения K_n увеличивается за счет поступления жидкости после всасывающих клапанов непосредственно в полости цилиндров и исключения прохождения жидкости в цилиндры после всасывающих клапанов через каналы с небольшими проходными сечениями и крутыми поворотами потока жидкости, увеличивающими гидравлические сопротивления и ухудшающими условия поступления жидкости в полости цилиндров. Кроме того, обеспечивается в высоковязкой среде устойчивое (без зависания) движение колонны штанг вниз за счет дополнительного, направленного вниз усилия от столба поднимаемой жидкости, действующего на сплошной плунжер.

Использование предлагаемой установки для одновременной или раздельной эксплуатации двух пластов позволяет упростить конструкцию, повысить надежность установки, увеличить коэффициент наполнения цилиндров, предотвратить зависание колонны штанг.

Установка УОРЭ-РПП была внедрена на 3-х скважинах АО "Шешмаойл": 9798, 9791, 3232. Скважина 3232, по состоянию на 31.05.2017г., в работе. Основные данные по внедренным скважинам представлена в таблице 1.

Таблица 1. Данные по скважинам с УОРЭ-РПП

Данные	Скважина 9798	Скважина 9791	Скважина 3232
Месторождение	Краснооктябрьское	Краснооктябрьское	Северное
Верхний пласт	Верейский	Верейский	Башкирский
Нижний пласт	Башкирский	Башкирский	Турнейский
Интервал перфорации верхнего пласта, м	861,2-862,8, 865,5-866,8, 872,6-875,2, 878-879,3, 881,5-882,2	892,5-894,1, 897,5-898, 904-907,2, 910-912	909-912

Интервал перфорации нижнего пласта, м	889-901,5	923,5-932,5	1150-1158, 1162-1173, 1175,6-1178,5
Глубина спуска пакера, м	885	918	1134
Доп. нефть, т/сут	1,2	0,8	2
Обводненность, %	5	7	26
Экономический эффект, руб. без НДС	1 861 364	918 771	Не определяли
Дата эксплуатации	09.03.2014-12.01.2015	01.06.2013-23.08.2013	С 20.12.2015г. - в работе
Срок эксплуатации, сут	268	22	408

Насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине (УОРЭ-2Л)

Насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине содержит колонну лифтовых труб 1, колонну штанг 2, хвостовик 3, оснащенный пакером 4 осевой или поворотной установки, дифференциальный насос, цилиндр 5 верхнего насоса и цилиндр 6 нижнего насоса которого соединены между собой патрубком 7, на котором размещен пакер 8 упорной установки (рисунок 6). Полый плунжер 9 верхнего насоса соединен с полым плунжером 10 нижнего насоса полым штоком 11. Боковой всасывающий клапан 12 верхнего насоса размещен под пакером 8, боковой нагнетательный клапан 13 верхнего насоса размещен над пакером 8. Всасывающий клапан 14 нижнего насоса размещен в нижнем конце цилиндра 6, нагнетательный клапан 15 нижнего насоса размещен в полой плунжере 10. Насосную установку без плунжеров 9 и 10 спускают в скважину 16 на лифтовой колонне 1 таким образом, что пакер 4 располагают между верхним пластом 17 и нижним пластом 18, а пакер 8 располагают над верхним пластом 17. Путем осевых перемещений или вращением лифтовой колонны 1 (в зависимости от конструкции пакера) вначале устанавливают в скважине 16 пакер 4. Затем приспуском лифтовой колонны 1, которая опирается на установленный ранее пакер 4, устанавливают в скважине 16 пакер 8. Таким образом, пакером 4 разобщают между собой пласты 17 и 18, а пакером 8 разобщают всасывающее межтрубное пространство 19 от нагнетательного межтрубного пространства 20 верхнего насоса. Затем на колонне штанг 2 в цилиндры 5 и 6 спускают плунжеры 9 и 10. После подгонки длины колонны штанг 2 установку запускают в работу.

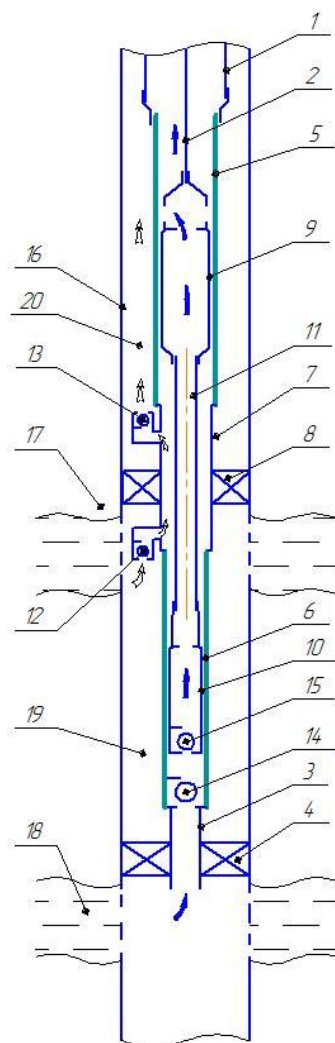


Рисунок 6. Установка УОРЭ-2Л

Установка УОРЭ-2Л работает следующим образом. При ходе колонны штанг 2 вверх движутся вверх в цилиндрах 5 и 6 плунжеры 9 и 10 верхнего и нижнего насосов. При этом открываются всасывающие клапаны 12 и 14 верхнего и нижнего насосов. Жидкость из верхнего пласта 17 через всасывающий клапан 12 верхнего насоса поступает в кольцевую полость между цилиндрами 5, 6, патрубком 7 и соединительным полым штоком 11, расположенную между плунжерами 9 и 10. Жидкость из нижнего пласта 18 через хвостовик 3, всасывающий клапан 14 нижнего насоса поступает в полость цилиндра 6 под плунжер 10 нижнего насоса, а жидкость нижнего пласта 18, находящаяся над плунжером 10 нижнего насоса в полостях соединительного полого штока 11, плунжера 9, цилиндра 5 верхнего насоса, поднимается по лифтовой колонне 1 к устью скважины 16. При ходе колонны штанг 2 вниз движутся вниз в цилиндрах 5 и 6 плунжера 9 и 10 верхнего и нижнего насосов. При этом открываются нагнетательные клапана 13 и 15 верхнего и нижнего насоса. Жидкость верхнего пласта 17, находящаяся в кольцевой полости между цилиндрами 5, 6, патрубком 7 и соединительным полым штоком 11, расположенной между плунжерами 9 и 10, подается через нагнетательный клапан 13 верхнего насоса в межтрубное пространство 20 между колонной лифтовых труб 1 и обсадной колонной скважины 16 и поднимается к ее устью. Жидкость нижнего пласта 18, находящаяся в полости цилиндра 6 под плунжером 10 нижнего насоса перетекает через нагнетательный клапан 15 из под плунжерного

пространства в над плунжерное пространство в полость соединительного полого штока 11, плунжера 9, цилиндра 5 верхнего насоса.

Далее циклы повторяются.

Использование предлагаемой штанговой насосной установки для одновременно-раздельной добычи нефти из двух пластов позволяет упростить конструкцию и повысить надежность установки.

Данную установку внедрили 14 февраля 2015 года на скважине 3232 Северного месторождения и 31.05.2016 года на скважине 3505 Летнего месторождения АО "Шешмаойл". На скв.3232 прироста дебита не получили и 29.10.2015г. установку извлекли. На рисунке 7 видно, что дебит скважины 3505 увеличился, по жидкости с 1,3 до 4-5 м³/сут, по нефти с 0,6 до 1,4 т/сут, дополнительная нефть (по состоянию на 01.06.2017г) составила 164 т.

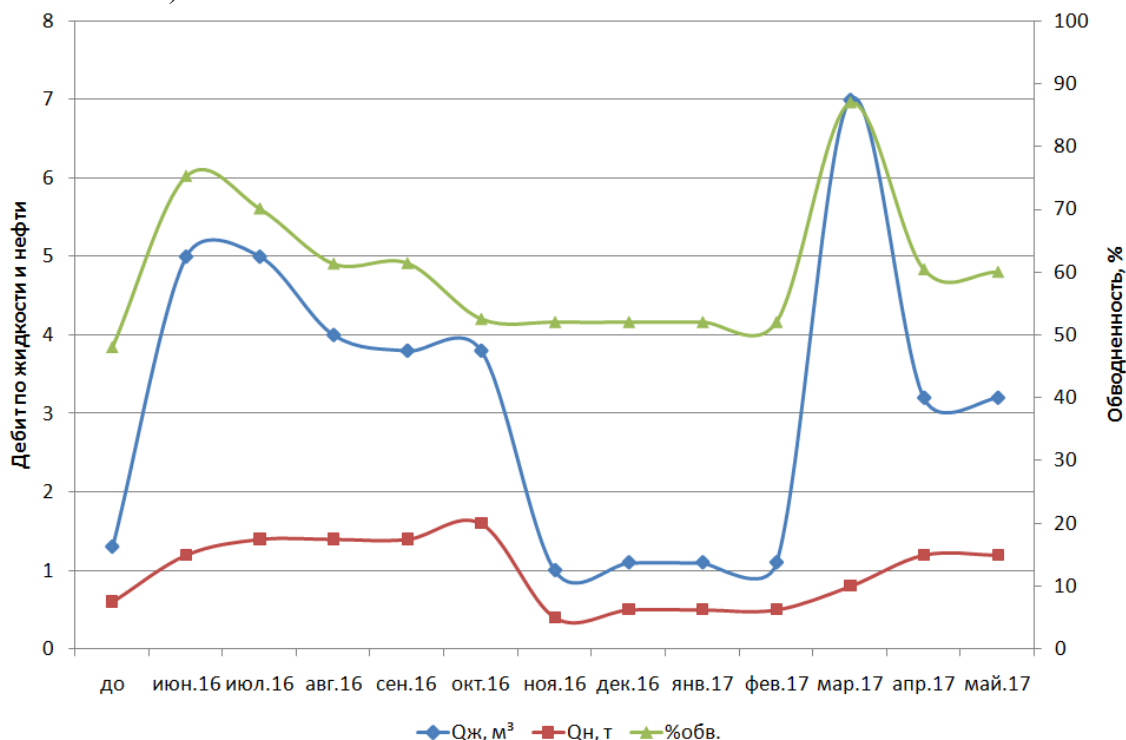


Рисунок 7. Основные параметры на скв.3505 АО "Шешмаойл"

Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов с совместным подъемом продукции (УОРЭ-1Л)

Установка содержит (рисунок 8) колонну лифтовых труб 1, к которой присоединен цилиндр 2, к низу которого присоединен блок клапанов 3 с всасывающими клапанами 4 и 5, выходные каналы 6 и 7 которых сообщены с полостью цилиндра 2, а входные каналы сообщены с соответствующими штуцерами 8 и 9. В цилиндре находится плунжер 10 с нагнетательным клапаном 11. Снизу к блоку клапанов 3 присоединен хвостовик 12 с пакером 13, установленным в эксплуатационной колонне 14 в интервале между продуктивными пластами 15 и 16. Штуцер 8 сообщен с верхним пластом 15, штуцер 9 через хвостовик 12 сообщен с нижним пластом 16.

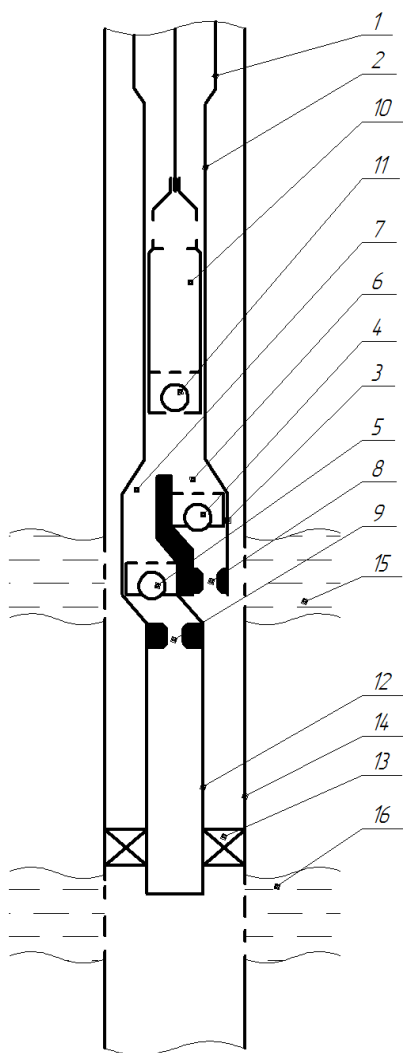


Рисунок 8. Установка УОРЭ-1Л

Установка работает следующим образом.

При движении плунжера 10 вверх под действием перепада давления закрывается нагнетательный клапан 11 и жидкость, находящаяся над плунжером 10, поднимается к устью скважины, открываются всасывающие клапана 4 и 5, жидкость из верхнего пласта 15 через штуцер 8, всасывающий клапан 4 и выходной канал 6, и жидкость из нижнего пласта 16 через хвостовик 12, штуцер 9, всасывающий клапан 5 и выходной канал 7 под действием забойных давлений поступает в полость цилиндра 2. В соответствии с дебитами продуктивных пластов 15 и 16 подбирают диаметры штуцеров 8 и 9, обеспечивающие открытие всасывающих клапанов 4 и 5, при этом суммарная пропускная способность штуцеров 8 и 9 должна соответствовать производительности штангового насоса. При движении плунжера 10 вниз под действием веса закрываются всасывающие клапана 4 и 5, под действием перепада давления открывается нагнетательный клапан 11 и жидкость в полости цилиндра 2 из-под плунжера 10 через нагнетательный клапан 11 перетекает в надплунжерную полость.

Далее циклы повторяются.

Технико-экономические преимущества предлагаемого решения заключаются в упрощении конструкции установки и за счет этого повышении ее надежности.

Насосная установка для раздельной эксплуатации двух пластов (УРЭ-А)

На рисунке 9 схематично показана установка при эксплуатации верхнего пласта, на рисунке 10 – то же при эксплуатации нижнего пласта.

Насосная установка для раздельной эксплуатации двух пластов (рисунок 9) содержит скважинный насос 1, спущенный на колонне насосно-компрессорных труб 2 в скважину 3, вскрывшую верхний 4 и нижний 5 продуктивные пласты, кожух 6, присоединенный к скважинному насосу 1, цилиндр 7, соединенный с кожухом 6, хвостовик 8 с пакером 9, установленным между пластами 4 и 5, присоединенный к нижнему открытому концу цилиндра 7, сплошной плунжер 10, размещенный в цилиндре 7, груз 11, прикрепленный к сплошному плунжеру 10, верхний 12 и нижний 13 упоры, установленные в цилиндре 7. Проходной канал 14, выполненный в верхней части цилиндра 7, сообщает полость цилиндра 7 с межтрубным пространством скважины 3 над пакером 9, а боковое отверстие 15 в средней части цилиндра 7 сообщает полость цилиндра 7 с кольцевым пространством, образованным между цилиндром 7 и кожухом 6.

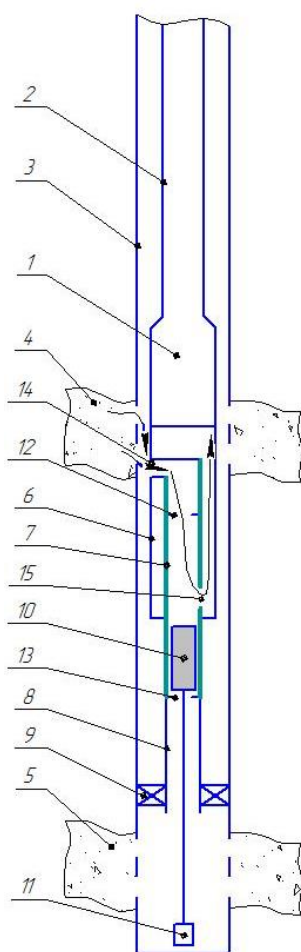


Рисунок 9. Установка УРЭ-А при эксплуатации верхнего пласта

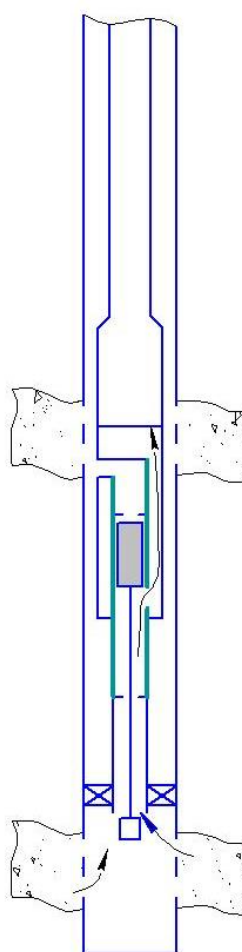


Рисунок 10. УРЭ-А при эксплуатации нижнего пласта

Установка УРЭ-А работает следующим образом. При заданном перепаде давления между нижним 5 и верхним 4 пластами, который регулируется весом груза 11, сплошной плунжер 10 под

собственным весом и весом груза 11 перемещается в цилиндре 7 в нижнее положение до упора 13, как показано на рисунке 9. При этом открывается проходное сечение между верхним пластом 4 и приемом насоса 1, жидкость из верхнего пласта 4 через проходной канал 14, полость цилиндра 7, боковое отверстие 15 в цилиндре 7 и кольцевое пространство между цилиндром 7 и кожухом 6 поступает на прием насоса 1, а затем по колонне насосно-компрессорных труб 2 поднимается на устье скважины 3. В это время эксплуатируется верхний пласт 4, а нижний пласт 5 не эксплуатируется, и под пакером 9 растет забойное давление, которое через полость хвостовика 8 воздействует на сплошной плунжер 10 снизу. После достижения заданной величины перепада давления между пластами 5 и 4 сплошной плунжер 10 перемещается им вверх до упора 12, как показано на рисунке 10. При этом открывается проходное сечение между нижним пластом 5 и приемом насоса 1, жидкость из нижнего пласта 5 через полость хвостовика 8, полость цилиндра 7, боковое отверстие 15 в цилиндре 7 и кольцевое пространство между цилиндром 7 и кожухом 6 поступает на прием насоса 1, а затем по колонне насосно-компрессорных труб 2 поднимается на устье скважины 3. В это время эксплуатируется нижний пласт 5, а верхний пласт 4 не эксплуатируется, и над пакером 9 растет забойное давление, которое через проходной канал 14 воздействует на сплошной плунжер 10 сверху. После достижения заданной величины перепада давления между пластами 5 и 4 под действием веса плунжера 10 и груза 11 сплошной плунжер 10 перемещается вниз до упора 13.

Далее циклы повторяются.

Соединение скважинного насоса 1 с кожухом 6, который выполнен и соединен с цилиндром 7 с созданием проходных сечений от верхнего 4 и от нижнего 5 пласта до приема скважинного насоса 1, обеспечивает гидравлическую связь приема насоса 1 как с верхним 4, так и нижним 5 пластами. Выполнение цилиндра 7 с открытым нижним концом, соединенным с хвостовиком 8 с пакером 9 на конце, установленным между пластами 4 и 5, обеспечивает разобщение верхнего пласта 4 от нижнего пласта 5 и сообщение нижнего пласта 5 с полостью цилиндра 7. Размещение сплошного плунжера 10 в цилиндре 7 с возможностью ограниченного осевого перемещения обеспечивает поочередное перекрытие на прием скважинного насоса 1 проходного сечения от верхнего 4 или от нижнего 5 пласта, тем самым позволяет поочередную эксплуатацию то нижнего 5, то верхнего 4 пласта в соответствии с изменением забойных давлений в них и достижения заданного перепада давления между пластами 4 и 5. Груз 11, прикрепленный к плунжеру 10, позволяет, изменяя вес груза, задавать перепад давления между пластами 4 и 5, необходимый для перемещения сплошного плунжера 10 в цилиндре 7.

Использование предлагаемой насосной установки для раздельной эксплуатации двух пластов позволяет упростить конструкцию установки, применять различные типы скважинных насосов, обеспечить без изменения параметров работы насоса в зависимости от изменения давления в пластах поочередную эксплуатацию двух пластов в соответствии с заданным перепадом давления между ними независимо от величин давления в пластах, не останавливать установку для изменения параметров работы установки и проведения исследований по пластам, тем самым повысить эффективность работы установки.

Способ исследования пластов скважины при одновременно-раздельной эксплуатации штанговым насосом двух пластов, разделенных пакером (варианты)

Известен способ исследования скважины при ее эксплуатации штанговой насосной установкой при разобщении ствола скважины пакером, включающий откачку продукции пластов и исследование продуктивных пластов с помощью глубинных автономных манометров [10].

Недостатком этого способа является то, что при проведении исследований приходится каждый раз поднимать и опускать колонну штанг вместе с насосом, причем перед подъемом установки

приходится глушить скважину.

Известен способ исследования нижнего пласта скважины при одновременно-раздельной эксплуатации штанговым насосом двух пластов, разделенных пакером, включающий периодическую остановку откачки из-под пакера поступающего из продуктивного пласта флюида, снижение противодавления на продуктивный пласт и отслеживание темпа восстановления давления под пакером по темпу восстановления уровня жидкости [11]. Известный способ позволяет проводить исследования нижнего пласта скважины при одновременно-раздельной эксплуатации штанговым насосом двух пластов, разделенных пакером.

Недостатком этого способа является то, что затруднено или невозможно снижение уровня жидкости в полых штангах, имеющих малое проходное сечение, при исследовании пласта с высокой скоростью притока флюида из него или притока высоковязкой продукции. Это связано, в том числе, с низкой или нулевой, из-за высокого гидравлического сопротивления, скоростью движения вниз в полых штангах поршня с обратным клапаном.

Техническим результатом заявляемого способа является сокращение трудоемкости, упрощение исследования продуктивных пластов, разделенных пакером, и расширение диапазона применения.

Поставленный технический результат решается описываемым способом исследования пластов скважины при одновременно-раздельной эксплуатации штанговым насосом двух пластов, разделенных пакером, включающим периодическую остановку откачки, снижение противодавления на продуктивный пласт и отслеживание темпа восстановления давления по темпу восстановления уровня.

На рисунке 11 изображена принципиальная схема скважинной насосной установки реализации способа со снижением противодавления на продуктивные пласты закачкой газа в межтрубное пространство скважины и сброса его через колонну насосно-компрессорных труб.

На рисунке 12 изображена принципиальная схема скважинной насосной установки реализации способа со снижением противодавления на продуктивные пласты путем подъема после извлечения из колонны насосно-компрессорных труб колонны штанг с плунжером жидкости в колонне насосно-компрессорных труб поршнем с обратным клапаном.

Скважинная насосная установка для реализации способа с отслеживанием темпа восстановления уровня в скважине имеет следующий вид.

В скважине 1 (рисунок 11) вскрыты два продуктивных пласта 2 и 3, между которыми установлен пакер 4, через который пропущен хвостовик 5 скважинного штангового насоса 6 с нагнетательным клапаном 7 и двумя всасывающими клапанами 8 и 9. Всасывающий клапан 8 сообщен с верхним пластом 2, всасывающий клапан 9 сообщен с нижним пластом 3. Продукция верхнего пласта 2 через всасывающий клапан 8 и нагнетательный клапан 7 штанговым насосом 6 за счет возвратно поступательного движения плунжера 10, приводимого в движение через колонну штанг 11 приводом (не показан), по колонне насосно-компрессорных труб 12 подается на поверхность. Продукция нижнего пласта 3 через хвостовик 5, всасывающий клапан 9 и нагнетательный клапан 7 скважинным насосом 6 по колонне насосно-компрессорных труб 9 подается на поверхность.

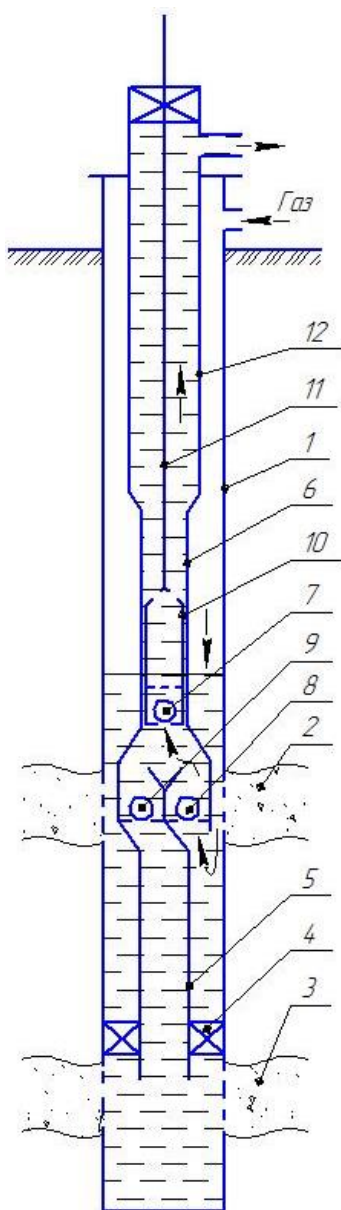


Рисунок 11. Схема установки
с закачкой газа

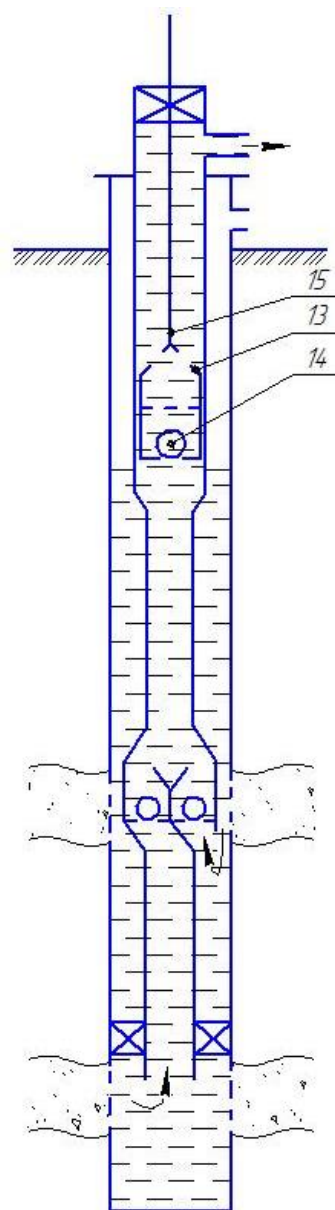


Рисунок 12. Схема установки
с подъемом колонны штанг

По первому варианту:

В зависимости от продуктивности и параметров пластов выбирают диаметр, длину хода и глубину спуска скважинного насоса 6, устанавливают необходимую частоту качаний наземного привода. Производят раздельную откачку продукции из верхнего 2 и нижнего 3 пластов скважины 1 с совместным подъемом ее по колонне насосно-компрессорных труб 12 на поверхность. В соответствии с требованиями правил разработки месторождений периодически осуществляют исследование пластов 2 и 3 (определение забойных и пластовых давлений). Для этого скважинную насосную установку останавливают. С устья в межтрубное пространство скважины 1 закачивают газ, например, инертный азот, с помощью передвижной азотной компрессорной установки. При этом газ вытесняет жидкость из межтрубного пространства скважины 1 через всасывающий клапан 8 и нагнетательный клапан 7

штангового насоса 6 в колонну насосно-компрессорных труб 12 и из нее на поверхность. После вытеснения жидкости из колонны насосно-компрессорных труб 12 газ прорывается на поверхность. Закачку газа прекращают и сбрасывают его из колонны насосно-компрессорных труб 12 и межтрубного пространства скважины 1 через всасывающий 8, нагнетательный 7 клапаны и колонну насосно-компрессорных труб 12 на поверхность. При этом снижается уровень жидкости и давление газа в межтрубном пространстве скважины 1 и колонне насосно-компрессорных труб 12. Таким образом, снижается противодавление на верхний 2 и нижний 3 пласты скважины 1. С помощью эхолота (не показан) производят замер динамики роста уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины 1 и уровня жидкости в колонне насосно-компрессорных труб 12. Как правило, нижний, глубже залегающий пласт 3 имеет более высокое пластовое давление, чем верхний пласт 2. Под действием более высокого давления нижнего пласта 3 всасывающий клапан 8, сообщенный с верхним пластом 2, закрывается. Вся жидкость из нижнего пласта 3 через хвостовик 5, всасывающий 9 и нагнетательный 7 клапаны поступает в колонну насосно-компрессорных труб 12 под действием пластового давления пласта 3, а вся жидкость из верхнего пласта 2 поступает в межтрубное пространство скважины 1 под действием пластового давления пласта 2. По кривым восстановления уровня (КВУ) в межтрубном пространстве скважины 1 и колонне насосно-компрессорных труб 12 стандартными методами обработки КВУ определяют параметры, соответственно, верхнего 2 и нижнего 3 пластов. После завершения исследований скважинную установку запускают в работу до следующего исследования пластов 2 и 3.

По второму варианту способа снижение противодавления на продуктивные пласты осуществляют следующим образом. После остановки скважинной насосной установки из колонны насосно-компрессорных труб 12 извлекают колонну штанг 11 с плунжером 10. На гибком тяговом органе 15 (рисунок 12) в колонну насосно-компрессорных труб 12 с помощью лебедки (не показана) спускают под допустимый (с учетом тягового усилия лебедки, прочности тягового органа 15 и поршня 13) уровень жидкости поршень 13 с обратным клапаном 14. Во время спуска поршня 13 жидкость проходит через его обратный клапан 14, не препятствуя спуску поршня 13. Затем производят подъем поршня 13 со скоростью, превышающей скорость притока жидкости из верхнего 2 и нижнего 3 пластов в скважину 1. Обратный клапан 14 поршня 13 при подъеме закрывается, предотвращая переток жидкости под поршень 13. Операцию спуска-подъема поршня 13 в колонне насосно-компрессорных труб 12 повторяют. При этом уровень жидкости в колонне насосно-компрессорных труб 12 снижается. После выравнивания давления на приеме скважинного насоса 6 между нижним 3 и верхним 2 пластами в колонну насосно-компрессорных труб 12 жидкость верхнего пласта 2 поступает из межтрубного пространства скважины 1 через всасывающий клапан 8, а жидкость нижнего пласта 3 поступает по хвостовику 5 и через всасывающий клапан 9. Спуск и подъем поршня 13 проводят до возможного снижения уровня в межтрубном пространстве скважины 1 и в колонне насосно-компрессорных труб 12. Таким образом, снижается противодавление на верхний 2 и нижний 3 пласты скважины 1. С помощью эхолота (не показан) производят замер динамики роста уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины 1 и уровня жидкости в колонне насосно-компрессорных труб 12. По кривым восстановления уровня (КВУ) в межтрубном пространстве скважины 1 и колонне насосно-компрессорных труб 12 стандартными методами обработки КВУ определяют параметры, соответственно, верхнего 2 и нижнего 3 пластов. После завершения исследований поршень 13 извлекают из колонны насосно-компрессорных труб 12, на колонне штанг 11 в цилиндр штангового насоса 6 спускают плунжер 10 и запускают скважинную насосную установку в работу.

Предлагаемый способ обеспечивает сокращение трудоемкости и упрощение исследования продуктивных пластов, разделенных пакером, в том числе, в высокодебитной скважине и в скважине с высоковязкой нефтью.

Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов с раздельным подъемом скважинной жидкости до устья скважины с одной колонной НКТ (УОРЭ-1Р)

Установка (рисунок 13) состоит из дифференциального штангового насоса двойного действия с верхним большего диаметра цилиндром 5 с полым плунжером 25 и нижним меньшего диаметра цилиндром 6, со сплошным плунжером 24, штока 23, соединяющего плунжеры, узла пакер-центратора 7, соединяющего цилиндры насоса, размещенные соответственно большего диаметра в корпусе верхней насосной секции 8, меньшего диаметра в корпусе нижней насосной секции 9, блока клапанов 11, пакера самоуплотняющегося 10, разобщающего верхний пласт А от затрубного пространства, пакера механического 12, разобщающего верхний А и нижний Б пласты, хвостовика 14 с фильтрами 13 и башмаком 15.

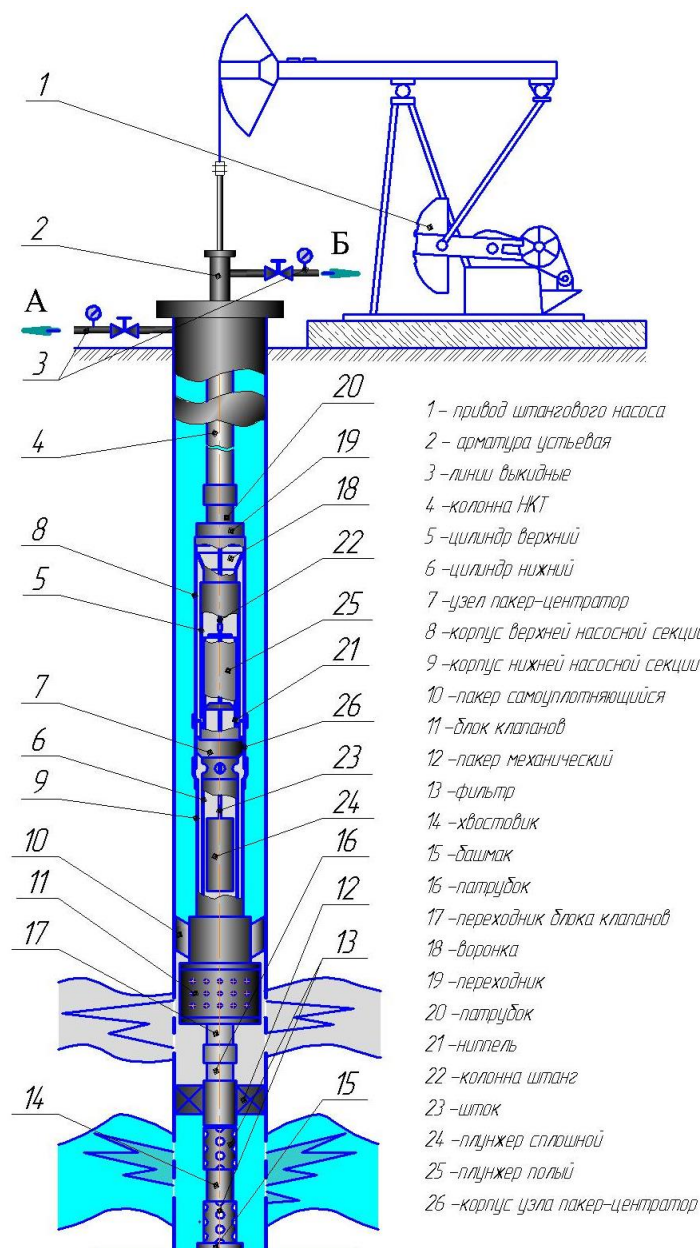


Рисунок 13. Схема компоновки УОРЭ-1Р

Во время эксплуатации установки (рисунок 14), в которой пласты А и Б разобщены пакером 1, а пласт А отделен от межтрубного пространства самоуплотняющимся пакером 2, при ходе колонны штанг 20 вверх закрывается тарельчатый клапан 27, полый плунжер 10 начинает движение вверх, продукция пласта А, находящаяся над полым плунжером 10, подается через НКТ на устье скважины, в полости цилиндров 9 и 6 между плунжерами 10 и 12 создается разрежение за счет разницы диаметров полого плунжера 10 и сплошного плунжера 12, под сплошным плунжером 12 также создается разрежение, в результате чего открываются всасывающие клапаны 23 и 24 и закрывается нагнетательный клапан 25. Продукция пласта А через всасывающий клапан 24, кольцевой зазор между корпусом 7 и нижним цилиндром 6, узел пакер-центратор 8 поступает в полости цилиндров 9 и 6

между плунжерами 10 и 12, а продукция пласта Б через всасывающий клапан 23 поступает в полость цилиндра 6 под сплошным плунжером 12.

При ходе колонны штанг 20 вниз открывается тарельчатый клапан 26, под действием штанг и толкателя полый плунжер 10 движется вниз, также как и сплошной плунжер 12 под действием штока 15, при этом закрываются всасывающие клапаны 23 и 24, открывается нагнетательный клапан 25. Продукция пласта А в полости цилиндров 9 и 6 из между плунжерного пространства через полый плунжер 10, перетекает в надплунжерное пространство, а продукция пласта Б из полости цилиндра 6, плунжером 12 через нагнетательный клапан 25 подается в межтрубное пространство выше самоуплотняющегося пакера 2 и поднимается к устью скважины.



Рисунок 14. Подземное оборудование УОРЭ-1Р

Подъем продукции каждого пласта к устью скважины (рисунок 13) происходит циклически и через устьевую арматуру 2 поступает в отдельные выкидные линии 3.

Установка УОРЭ-1Р внедрена на скв.3439 АО "Шешмаойл" 16.02.2010г.

Определение пластового и забойного давлений в скважинах с ОРЭ

Пластовые и забойные давления являются параметрами, которые используются при управлении процессом добычи жидкости из скважин. Давление жидкости на забое эксплуатируемой скважины

называется забойным. Давление, под которым находится жидкость в нефтяном пласте, называется пластовым.

В процессе эксплуатации скважин пластовое давление постепенно снижается, что в свою очередь приводит к снижению дебита скважины, изменению физико-химических свойств пластовой жидкости. Поэтому, очень важно измерять пластовое давление и строить графики его изменения. Графики позволяют анализировать все процессы, происходящие в пласте, регулировать разработку залежи.

Давления в стволе скважины измеряются и регистрируются глубинными манометрами, которые обычно объединены в один прибор с термометром, который служит для измерения температуры с целью исследования проб пластовой жидкости и введения поправок при измерении давления. Забойное давление в зонах над и под пакером можно определить по уровню в затрубном пространстве и плотности продукции в нем. Кроме того, по кривой восстановления уровня по верхнему пласту можно определить его дебит, и зная суммарный дебит скважины по СКЖ можно определить дебит по нижнему пласту.

При беструбной эксплуатации скважин, а также при ОРЭ невозможно измерить давление под пакером и температуру. Данные параметры можно измерить скважинными приборами, которые можно разделить на две категории:

- дистанционные - позволяют передавать информацию на поверхность по кабелю;
- автономные - аккумулируют информацию в приборе, показания возможно снять только после извлечения прибора на поверхность.

Цель работ - создание единого контрольно-измерительного комплекса, позволяющего измерять основные технологические параметры (давление, температура) с системой передачи данных из подпакерной зоны скважины.

Внедрение глубинных приборов на скважинах

С 2013 года в АО "Шешмаойл" началось внедрение глубинных приборов (выше и ниже пакера) на скважинах 9733 (Краснооктябрьское месторождение) и 3487 (Летнее месторождение), оснащенных ОРЭ.

На скв.9733 и 3487 в качестве глубинного прибора внедрен комплекс СПМ.АС.2."Стандарт" производства ООО "НПТ АлойлСервис" (рисунок 15). Информация с приборов получалась путем периодического скачивания информации с интерфейсного блока.

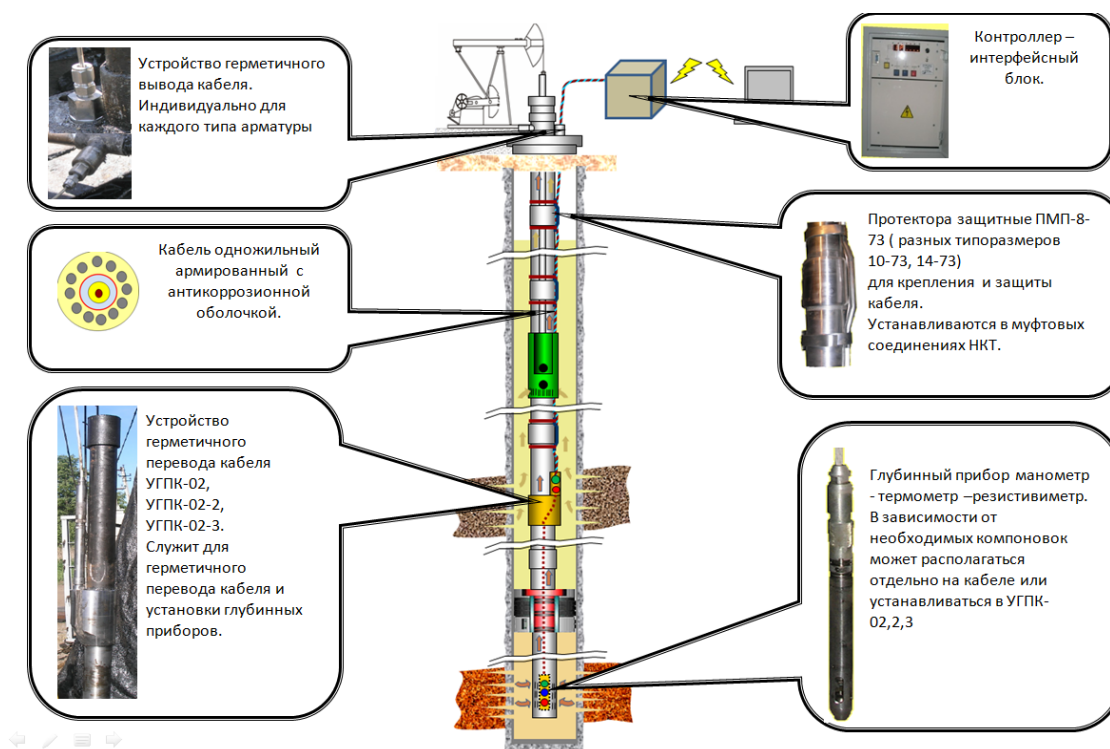


Рисунок 15. Компоновка оборудования ООО "НПТ АлойлСервис" на скважине

В состав комплекса измерительного оборудования входят:

- глубинный прибор;
- кабель;
- устройство герметичного перехода кабеля;
- протекторы;
- интерфейсный блок;
- устройство герметичного вывода кабеля.

Скважина № 9733

На скв.9733 14.09.2013г. внедрена установка УОРЭ-1Л (с двумя всасывающими клапанами) и одним штанговым насосом диаметром 44 мм, одной колонной НКТ и с двумя глубинными приборами выше и ниже пакера для замера давления, температуры. Сква.9733 эксплуатирует верейский горизонт с интервалом перфорации 811-819,5 м и алексинский горизонт с перфорацией 1067-1072 м.

При остановке работы глубинного насоса по причине планового отключения фидера и последующего пуска его в работу зафиксировано изменение давления (рисунок 16).

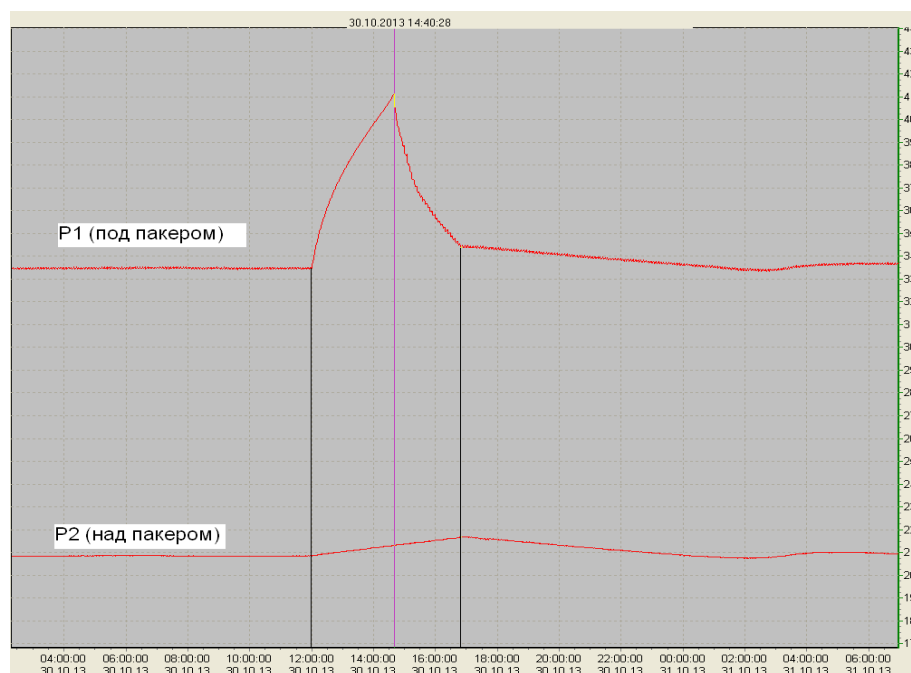


Рисунок 16. График изменения давления над и под пакером при отключении фидера

За время остановки ШГН нижний пласт восстанавливает давление более интенсивно с 32 до 41 атм, чем верхний пласт с 20,5 до 21,4 атм. Так 30.10.2013г. после остановки насоса в 12⁰⁰ виден достаточно быстрый рост давления P_1 под пакером (нижний пласт) и одновременно плавный рост давления P_2 над пакером (верхний пласт). После запуска ШГН в работу (14³⁹) забойное давление по нижнему пласту, выросшее до 41,11 атм, начинает падать, а по верхнему пласту достигнув 20,03 атм продолжает расти до 21,4 атм, то есть до тех пор, пока разница давлений над и под пакером не достигнет в 16⁴⁹ прежнего уровня в 12,2 атм (33,6 атм и 21,4 атм соответственно по нижнему и верхнему пласту) и дальше эта разница в давлении автоматически поддерживается на одинаковом уровне. Это связано с тем, что первым начинает работать всасывающий клапан пласта с более высоким давлением.

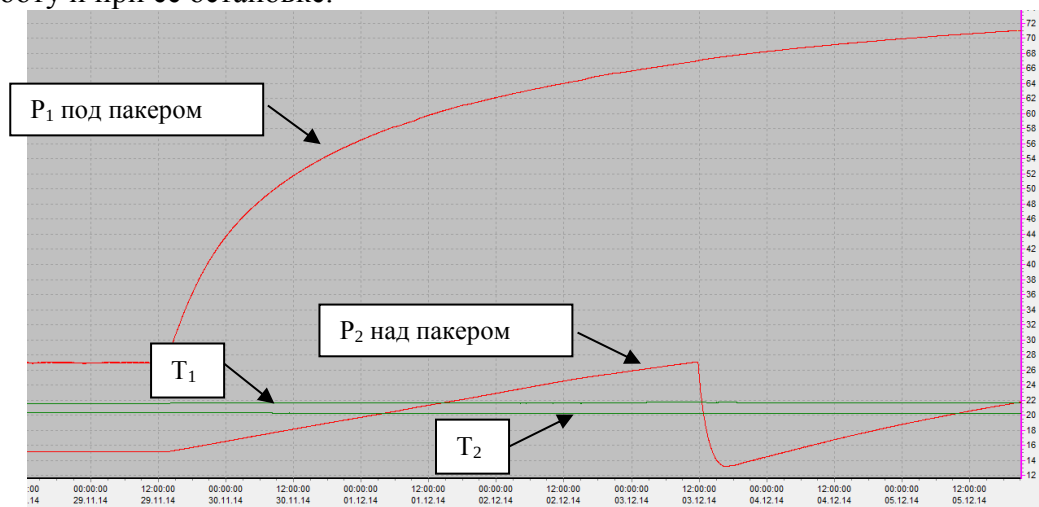
При анализе показателей ГДИ на этой скважине в последующие дни также замечен достаточно быстрый рост давления P_1 под пакером (нижний пласт), в то же времени происходит плавный рост давления P_2 над пакером (верхний пласт). По динамограммам и показаниям давлений можно сделать вывод о герметичности пакера, т.к. при остановке работы скважины наблюдается рост с различной интенсивностью и на разную величину давления верхнего и нижнего пластов, разделенных пакером. Так же видно, что после остановки скважины в результате работы установки УОРЭ-1Л давление P_1 под пакером нижнего пласта и давление P_2 над пакером верхнего пласта приходят к своему первоначальному значению, т.е. выравниваются с учетом первоначальной разницы давлений над и под пакером, после чего линии давления P_1 , P_2 повторяют друг друга. Необходимо отметить, что время простоев по программе "Крон" совпадают с показаниями приборов на скважине.

11.11.2013 г. на скв.9733 провели оптимизацию скважины, увеличив длину хода СК, давления P_1 и P_2 снизились до 28,7 и 16,8 атм соответственно (таблица 2). 25.12.2013 г. длину хода СК уменьшили, значения давлений повысились P_1 до 33,5 атм, P_2 до 20,1 атм, а при увеличении длины хода 17.02.2014 г. с 0,9 до 1,2 м давления снизились до $P_1=27,71$ атм и $P_2=15,82$ атм, при этом отбор жидкости увеличился с 2,3 до 2,8 м³/сут, $H_{\text{дин}}$ снизился с 787 м до 828 м.

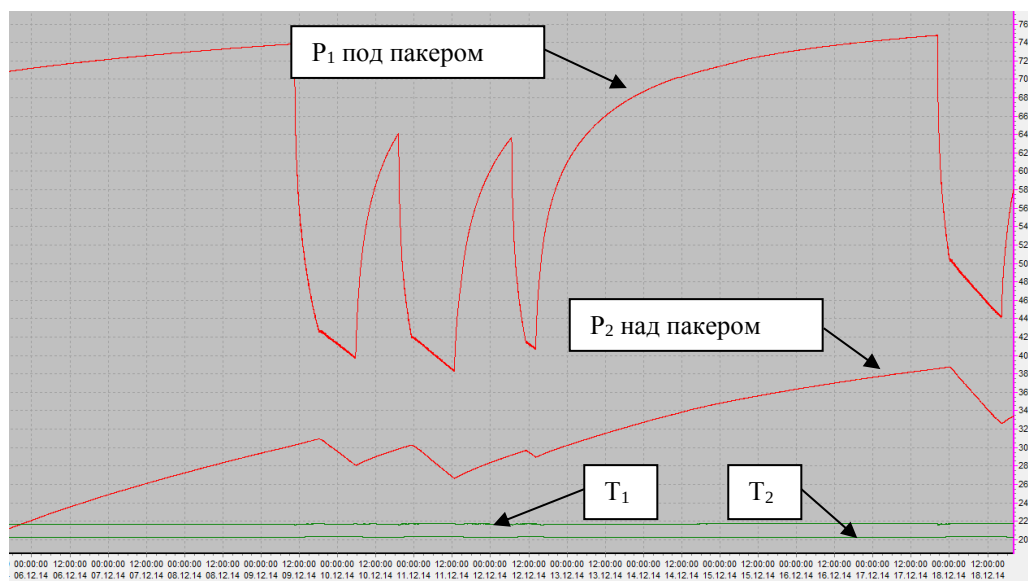
Таблица 2. Результаты замеров давления и температуры на скв.9733

№ п/п	Дата	P ₁ (атм)	P ₂ (атм)	T ₁ (°C)	T ₂ (°C)
1	01.11.2013	33.6	20.9	21.58	20.35
2	14.11.2013	28.74	16.84	21.56	20.34
3	01.02.2014	33.11	20.63	21.59	20.33
4	01.05.2014	26.84	14.68	21.56	20.34
5	01.07.2014	26.7	14.47	21.55	20.34
6	01.10.2014	26.82	14.89	21.55	20.34
7	29.11.2014	26.93	15.16	21.56	20.34
8	01.12.2014	57.94	20.34	21.6	20.27
9	17.12.2014	74.31	37.87	21.73	20.25
10	01.01.2015	28.4	16.75	21.55	20.35
11	01.03.2015	27.56	15.71	21.55	20.36
12	01.05.2015	27.4	15.6	21.55	20.36
13	01.07.2015	26.37	14.7	21.54	20.37
14	01.08.2015	26.18	14.56	21.54	20.37
15	01.12.2015	27.52	15.76	21.55	20.37
16	01.01.2016	26.63	15.05	21.54	20.36
17	01.02.2016	27.08	15.42	21.57	20.36

На рисунке 17 а и б показано изменение давления при длительном простое с 29.11.2014 г. по 17.12.2014 г. по причине технических ограничений по приему скважинной продукции на ДНС-6а, в результате чего давление под пакером P₁ выросло с 28 атм до 75 атм, над пакером P₂ с 15 атм до 39 атм. Во время запусков скважины 9, 10 и 12 декабря 2014 г. видно резкое изменение давления при запуске скважины в работу и при ее остановке.



а)



б)

Рисунок 17. График изменения давления и температуры при простое скважины по причине "Товарный парк не принимает нефть": а) начало простоя, б) продолжение простоя

При остановке скважины с 18.12.2014 г. (16⁰⁵) по 19.12.2014 г. (10¹⁵) по причине высокого давления в нефтепроводе резкое повышение давления наблюдается только в подпакерной зоне с 44 атм до 68 атм (на 54 %), изменения давления в надпакерной зоне незначительные, повысилось только на 1 атм (рисунок 18).

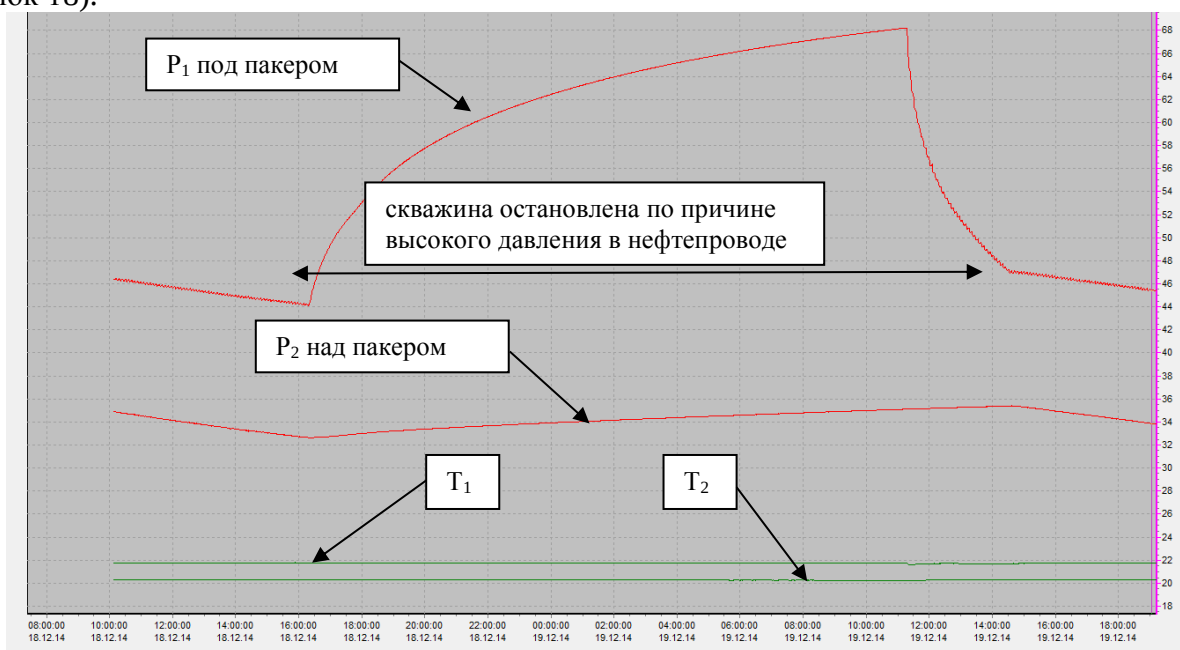


Рисунок 18. График изменения давления и температуры при простое скважины по причине высокого давления в нефтепроводе

На рисунке 19 представлен график, на котором показано резкое изменение давления под пакером в течение 30 минут простоя скважины вследствие отключения фидера. Также видно изменение P_2 при

стравливания газа 24.06.2015г. из затрубного пространства в атмосферу, $H_{\text{дин}}$ составлял 872 м при давлении в затрубном пространстве скважины 12,7 атм. После стравливания газа давление P_2 снизилось с 15,3 атм до 11,9 атм $H_{\text{дин}}$ повысился, у насоса увеличился коэффициент подачи с 0,43 до 0,48, по замерам СКЖ замеры в этот день были нулевые вследствие отсутствия газа в продукции скважины. Через 2 дня 26.06.2015г. $H_{\text{дин}}$ составил 785 м при $P_{\text{затр}}=8,9$ атм. Газовый фактор верхнего пласта (верейский горизонт) составляет $9,1 \text{ м}^3/\text{тн}$, нижнего пласта (алексинский горизонт) - $6,9 \text{ м}^3/\text{тн}$. Согласно ГДИ наблюдается повышенное поступление газа из верейского горизонта.

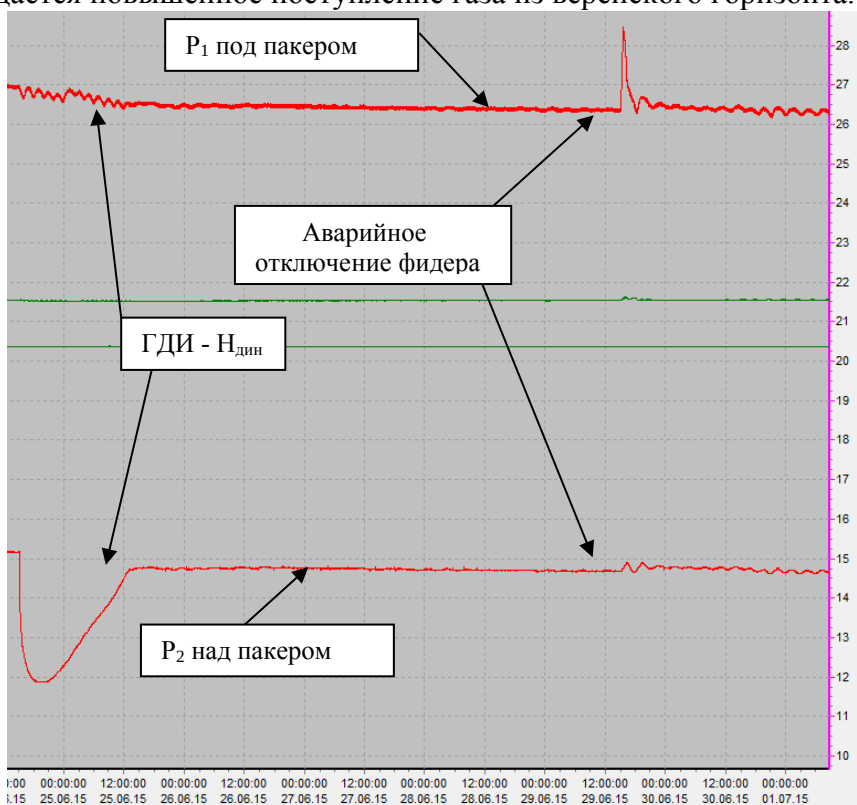


Рисунок 19. График изменения давления при простое скважины по причине отключения фидера и при стравливании газа из затрубного пространства

На рисунке 19 видно, что при отключении фидеров давление P_1 увеличивается быстро и чем дольше простой, тем выше пик давления. Внедрение глубинных приборов позволяет не только фиксировать и регистрировать необходимые значения, но также определять герметичность пакера (в нашем случае на скв.9733 пакер герметичен, т.к. давления P_1 и P_2 отличны друг от друга, скважина не работает общим фильтром с одним значением давления) и проверять работу диспетчеров и технологов, которые формируют простои в программе. На рисунке 20 представлен график проверки правильности заполнения программы ИС "Крон", а именно отсутствия нескольких простоев 15.07.2016г. с 11^{00} до 16^{20} и 12.08.2016г. с 18^{20} до 19^{30} . Отсутствие ("умалчивание") простоев в программе влияет на режим скважины, при формировании его по итогам месяца.



Рисунок 20. График изменения давления и температуры при простоях скважины с 11.06.2016 г. по 10.09.2016 г.

При анализе давлений P_1 и P_2 (таблица 2) за время работы глубинного прибора можно прийти к выводу, что в конце 2013 г. и начале 2014 г. $P_1=33$ атм, $P_2=20,5$ атм, то начиная с мая 2015 значения давлений снизилось до 27 атм по нижнему пласту (на 22 %), и до 15 атм по верхнему пласту (на 36 %).

Температура продукции по пластикам величина относительно постоянная и не требует непрерывного контроля.

Скважина 3487

На скв.3487 28.09.2013 г. внедрена компоновка двухлифтового ОРЭ с двумя насосами 175-ТНМ на двух колоннах НКТ-60 мм с глубинными приборами, установленные над и под пакером. Сква.3487 эксплуатирует верхний пласт (верейский горизонт) с интервалами перфорации 850-858 м и давлением P_2 , а также нижний пласт с давлением P_1 : тульский горизонт с перфорацией 1106-1114 м и турнейский ярус с перфорацией 1121-1136 м. Пакер установлен на глубине 1100 метров.

С 03.06.2014г. по 09.06.2014г. на скважине провели ремонт с устранением отворота плунжера ШГН, при этом в скважину спустили извлеченный глубинный прибор, эксплуатация которого продолжалась до 01.03.2016 г, когда на скв.3487 провели ГРП.

Анализируя режим эксплуатации скв.3487, необходимо отметить, что верхний пласт (3487В), по которому проводятся ГДИ, является низкопродуктивным, насос за сутки при минимальных параметрах (длина хода - 0,9 м, число качаний - 2,2 в минуту) откачивает около 50 м, так $H_{ст}=840$ м ($P_{затр}=0$ атм) от 11.10.2013г., а $H_{дин}=890$ м ($P_{затр}=0$ атм) от 12.10.2013г. С 23.10.2013 г. по 02.11.2013 г. скв.3487(В) находилась в простое по причине низкого $H_{дин}$, а с 09.12.2013 г. переведена в циклический режим эксплуатации, при этом давление P_1 снизилось с 27,9 атм до 24,4 атм, а после запуска скважины в циклик давление стало плавно расти вверх (рисунок 21).

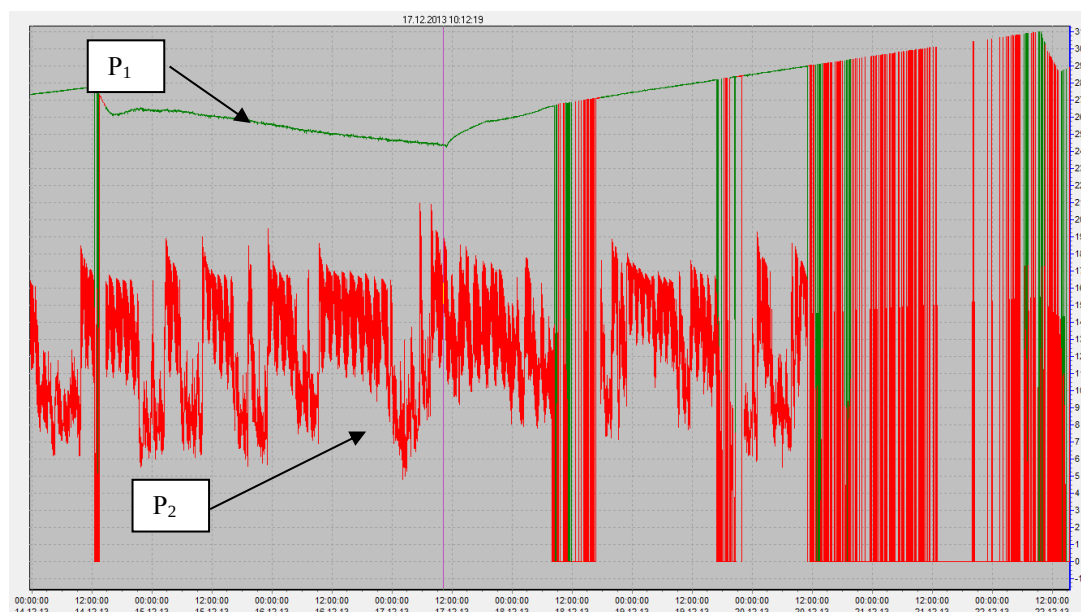


Рисунок 21. График изменения давления и температуры при циклической эксплуатации скв.3487В с 14.12.2013 г. по 22.12.2013 г.

Дальнейшая эксплуатация скважины 3487В показала, что накопление газа в затрубном пространстве влияет на уровень жидкости, так $H_{ст}$ от 12.12.2013г. составляет 835 м ($P_{затр}=0$ атм), при $P_{затр}=4,3$ атм $H_{ст}=870$ м от 14.12.2013г., при стравливании газа $H_{ст}=827$ м ($P_{затр}=0$ атм) от 19.12.2013г.

На рисунке 22 показано изменение давления при остановке скважины 3487 16.06.2014г. по причине обрыва канатной подвески СК, давление P_1 выросло с 46 до 54 атм, P_2 с 35 атм ($H_{дин}=682$ м) до 49 атм ($H_{дин}=636$ м) при $P_{затр}=0$ атм. При дальнейшей эксплуатации P_1 стало плавно снижаться до 43,5 атм, а снижение P_2 имеет резкое движение вниз, в итоге давление снизилось до 23 атм ($H_{дин}=803$ м).

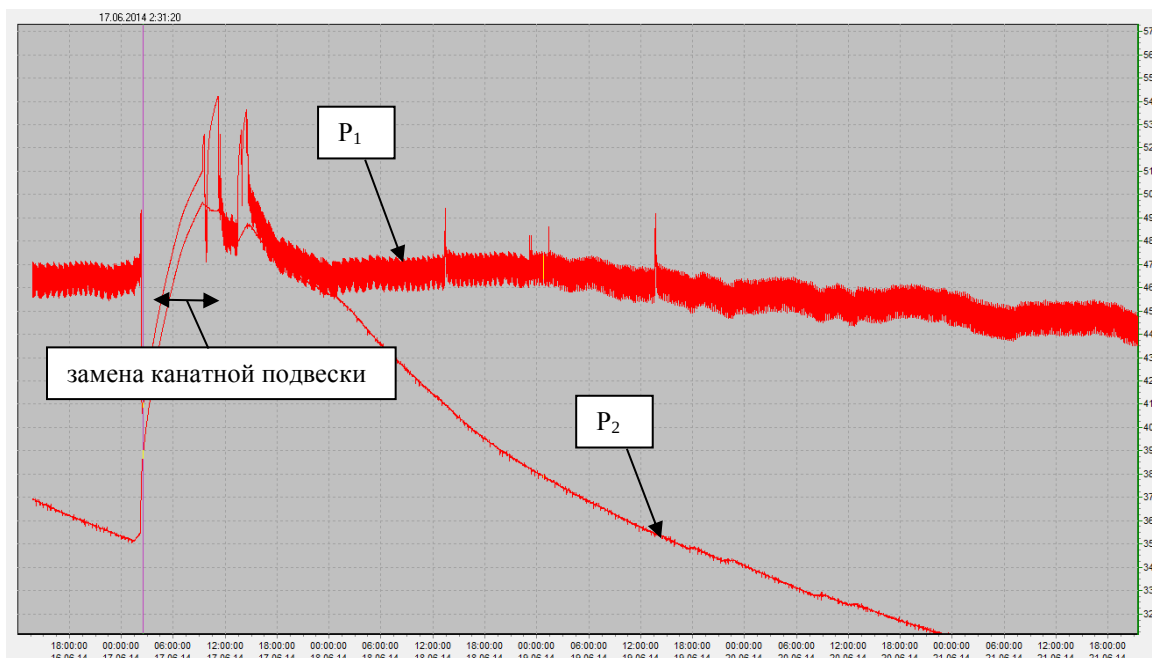


Рисунок 22. График изменения давления при простое скважины по причине обрыва канатной

подвески

17.06.2014г. скважину 3487В перевели в циклический режим до 01.07.2014г., после чего остановили скв.3487В на 14 дней из-за низкого уровня в затрубном пространстве $H_{\text{дин}}=886$ м, давления при этом снизились P_1 на 40 % до 26 атм, а P_2 на 44 % до 20,46 атм (рисунок 23).

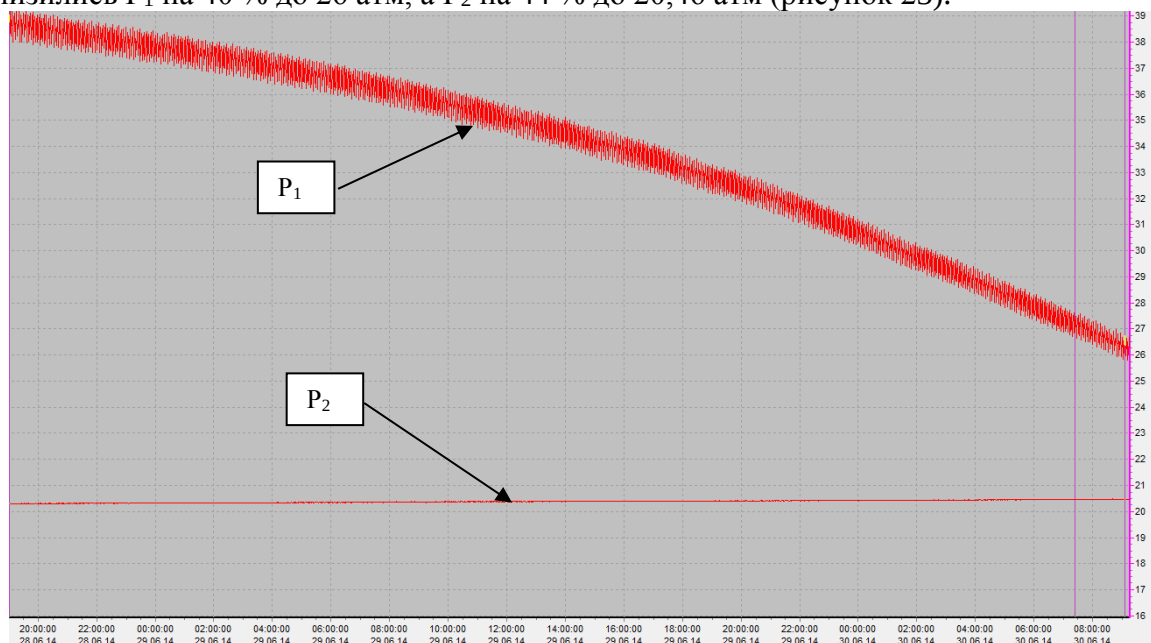


Рисунок 23. График изменения давления при периодической эксплуатации скв.3487В

30.06.2014г. в 21³⁰ при давлении 20,7 атм P_1 и P_2 соединились, при этом P_1 продолжило падение (рисунок 24). Существенных изменений значений температур за время эксплуатации над и под пакером не наблюдалось и составляет для верхнего пласта $T_2=26,1$ °C, для подпакерной зоны $T_1=26,7$ °C.

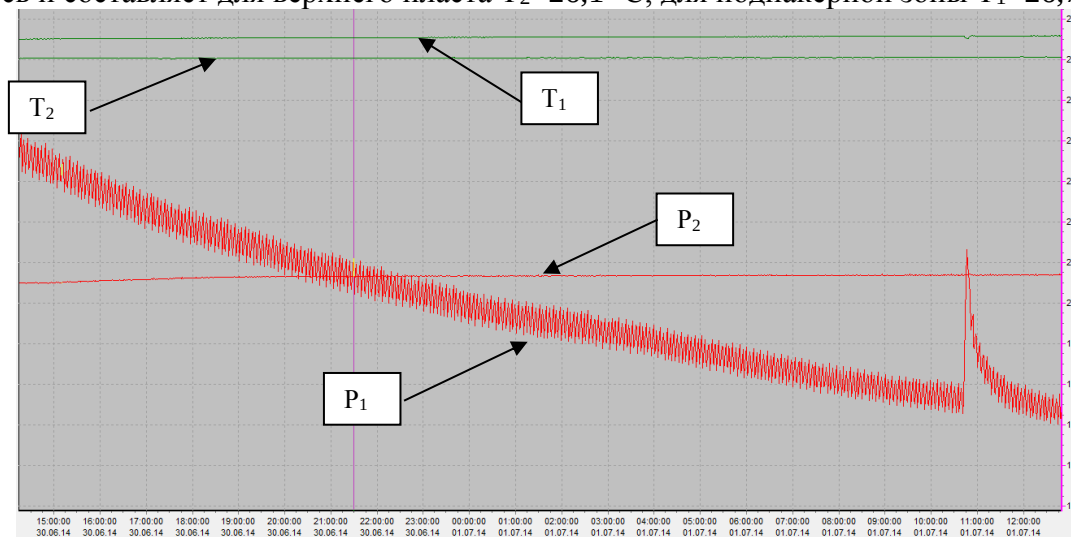


Рисунок 24. График изменения давлений и температур с 30.06.2014г. по 01.07.2014г.

07.07.2014г. с 10⁵⁵ по 15⁰⁰ давление P_1 резко увеличилось с 14,3 атм до 42,9 атм, после чего в течение 6 часов резко снизилось до 14 атм, при этом P_2 продолжает плавно повышаться (рисунок 25).

Вероятно всего 07.07.2014г. останавливали скв.3487Н для каких-либо работ. возможно планово-предупредительный ремонт станков-качалок, либо не работали клапаны, либо что-то другое.

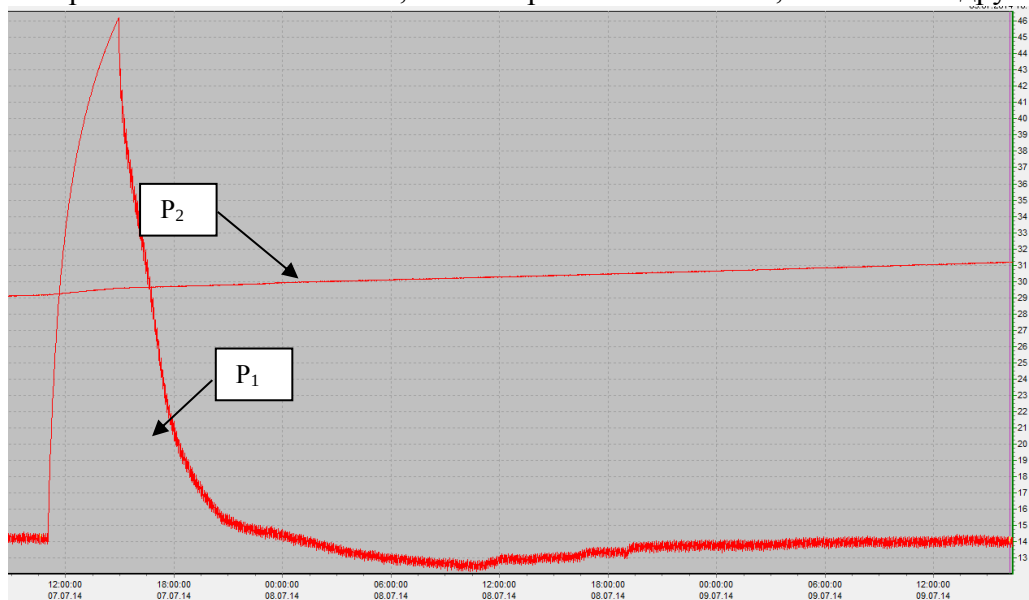


Рисунок 25. График изменения давления с непонятным скачком

С 31.07.2014г. по 27.08.2014г. скв.3487В была в простое по причине исследований и отбивки статического уровня, в течение этого простоя давление P_2 стало плавно расти. $H_{ст}=850$ м от 04.08.2014г., а 27.08.2014г. $H_{ст}=664$ м, за 28 дней простоя статический уровень поднялся на 186 м.

Во время остановки скв.3487 (рисунок 26) вследствие отключения фидера в течение трех дней с 17.08.2014г. по 20.08.2014г. давление P_1 резко выросло с 13,7 атм до 65 атм, после запуска скважины в эксплуатацию давление P_1 снизилось до 13,3 атм, давление P_2 продолжает свой плавный рост до начала запуска скв.3487В в работу (27.08.2014г. $P_2=42,3$ атм, $H_{ст}=664$ м).

Давление нижнего пласта P_1 реагирует на любые остановки, даже на кратковременные остановки, так во время (30 минут) замены ремней на СК 29.08.2014г. давление P_1 выросло с 14,6 атм до 30 атм.

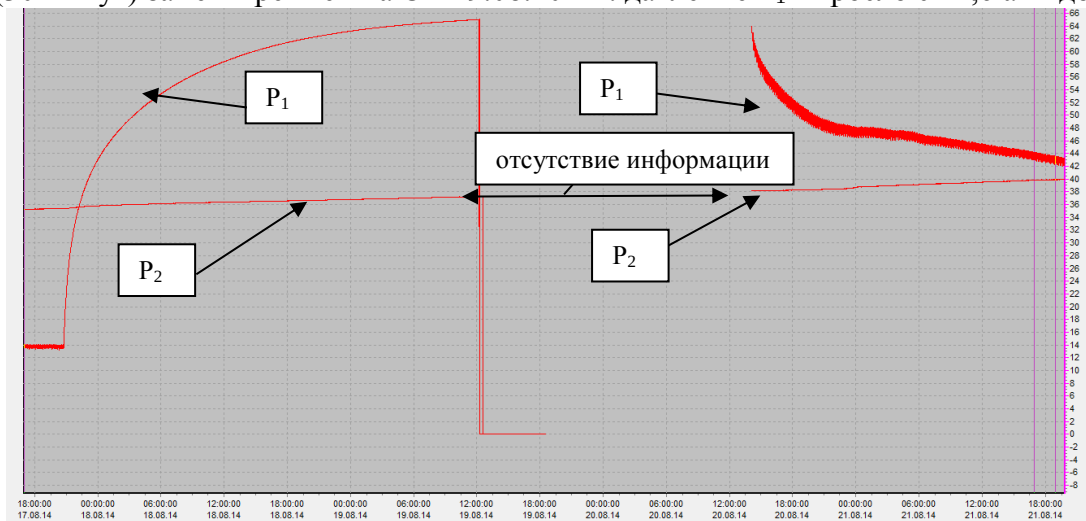
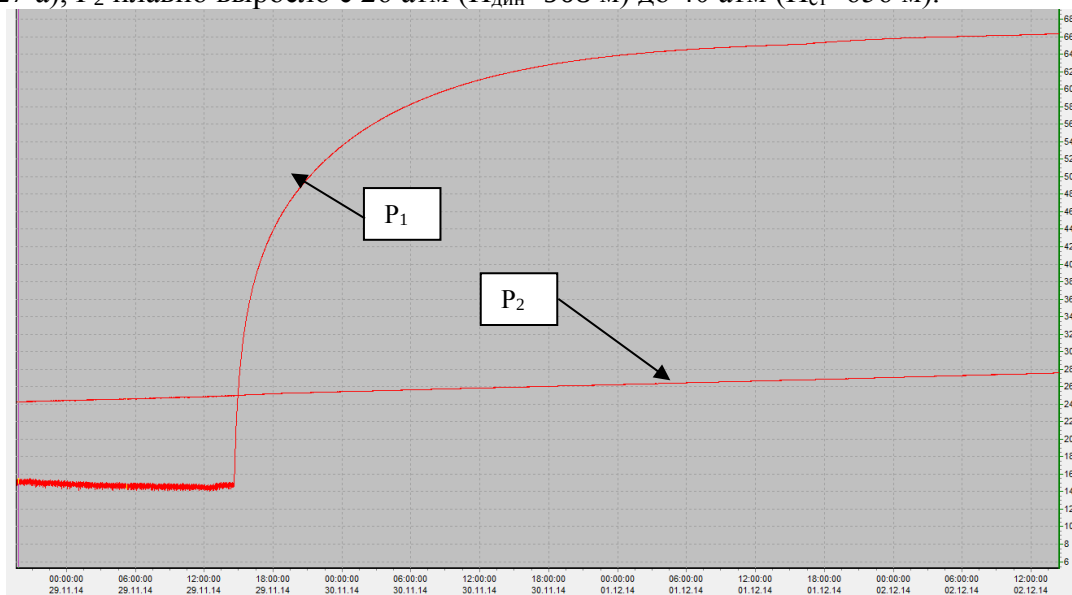


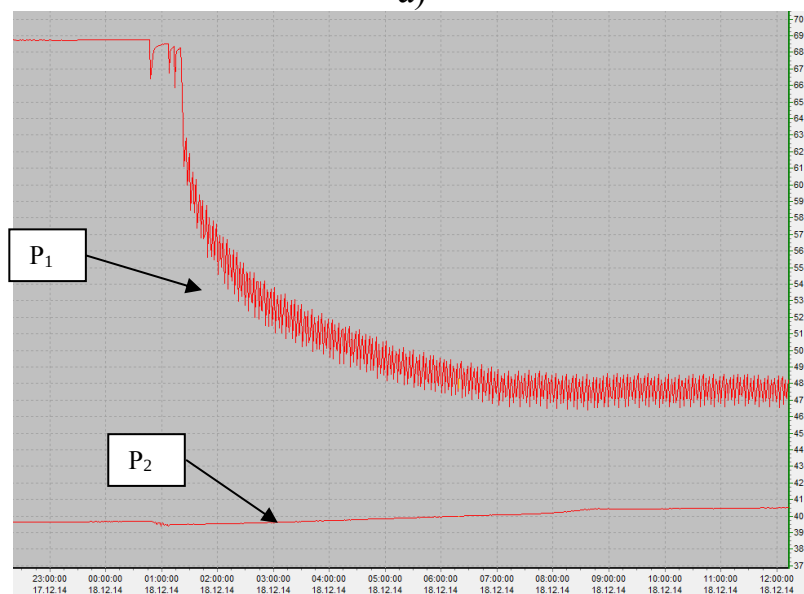
Рисунок 26. График изменения давления при отключении фидера

При циклической эксплуатации верхнего пласта с 04.10.2014г по 29.11.2014г. P_2 меняется в

пределах 18-25 атм при среднем значении $H_{\text{дин}}=920$ м. С 29.11.2014г. по 17.12.2014г. скв.3487 остановлена по причине технологического ограничения, давление P_1 резко выросло с 14,6 атм до 69 атм (рисунок 27 а), P_2 плавно выросло с 26 атм ($H_{\text{дин}}=908$ м) до 40 атм ($H_{\text{ст}}=656$ м).



а)



б)

Рисунок 27. График изменения давления после остановки скважины из-за технологического ограничения: а) начало простоя, б) окончание простоя

После запуска скважины 17.12.2014г. давление P_1 снизилось до 47 атм (рисунок 27 б), а 29.12.2014г. насос нижнего пласта вышел из строя (рисунок 28), скв.3487Н была в простое до 26.02.2016г. (до извлечения оборудования), давление P_1 стало плавно расти и к окончанию простоя достиг 78 атм. Скв.3487В с 29.12.2014г. и до 26.02.2016г. работала в периодическом режиме, что видно на рисунке 28 и 29, при запуске скважины в работу давление P_2 падает, при остановках скважины P_2 повышается, образуя при этом скачки в виде искаженной синусоиды с разницей в 6-12 атм.

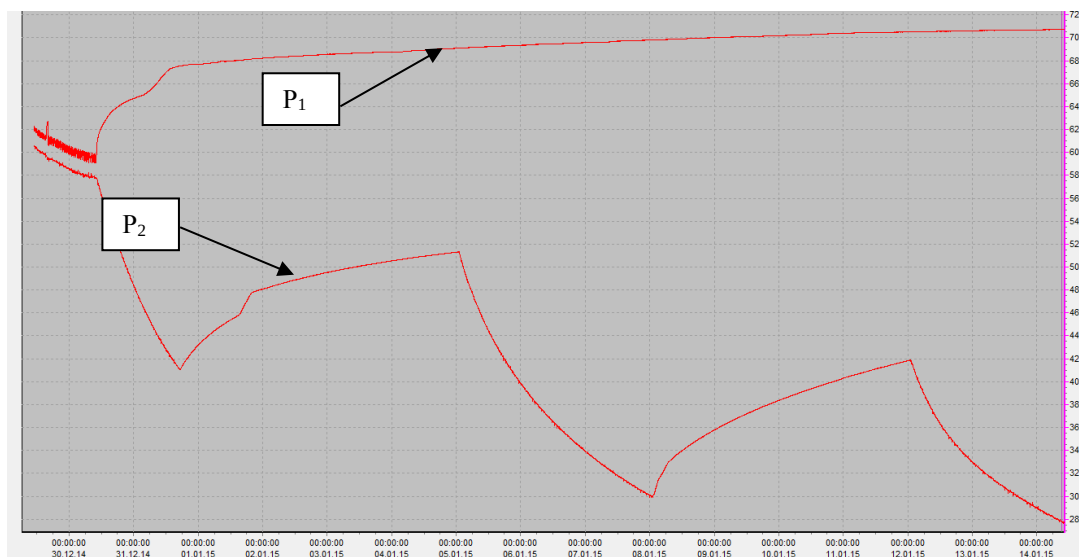


Рисунок 28. График изменения давления при простое скв.3487Н и циклике скв.3487В

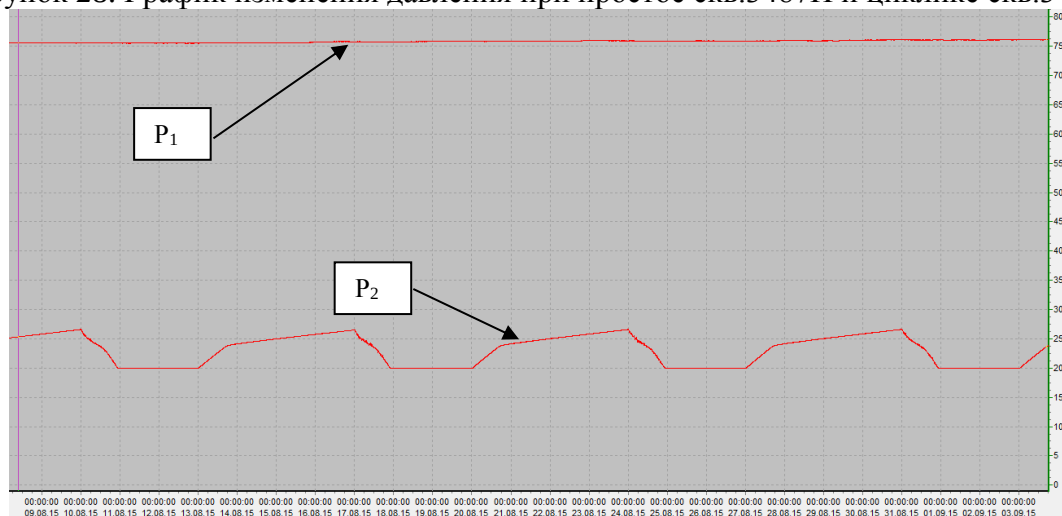


Рисунок 29. График изменения давления при циклике скв.3487В и остановки скв.3487Н

Скважина №3515

На скв. № 3515 17.07.2016г. была собрана компоновка скважинного оборудования для подъёма продукции по затрубному пространству, совместно с ООО "Стройтраст 2000" спущен глубинный прибор под пакер, который установлен на глубине 1006 м. В качестве привода насоса применяется установка ДГНУ-2-2,5. Прибором является автономный цифровой манометр-термометр АЦМ-6К производства ООО ПКФ "Геотех" (г.Нефтекамск). Съём информации происходит через геофизический кабель, затем в flash-память на панель Вектор-6, имеющий в качестве интерфейса связи порт USB. За время эксплуатации скв.3515 с АЦМ-6К снятие информации происходило один раз 15.07.2016г. (рисунок 30), на котором видно, что давление упало с 46 атм до 0,2 атм, значения температуры - 21-23 °С.

Сква.3515 эксплуатирует верейский горизонт с интервалами перфораций 1016-1030 м.

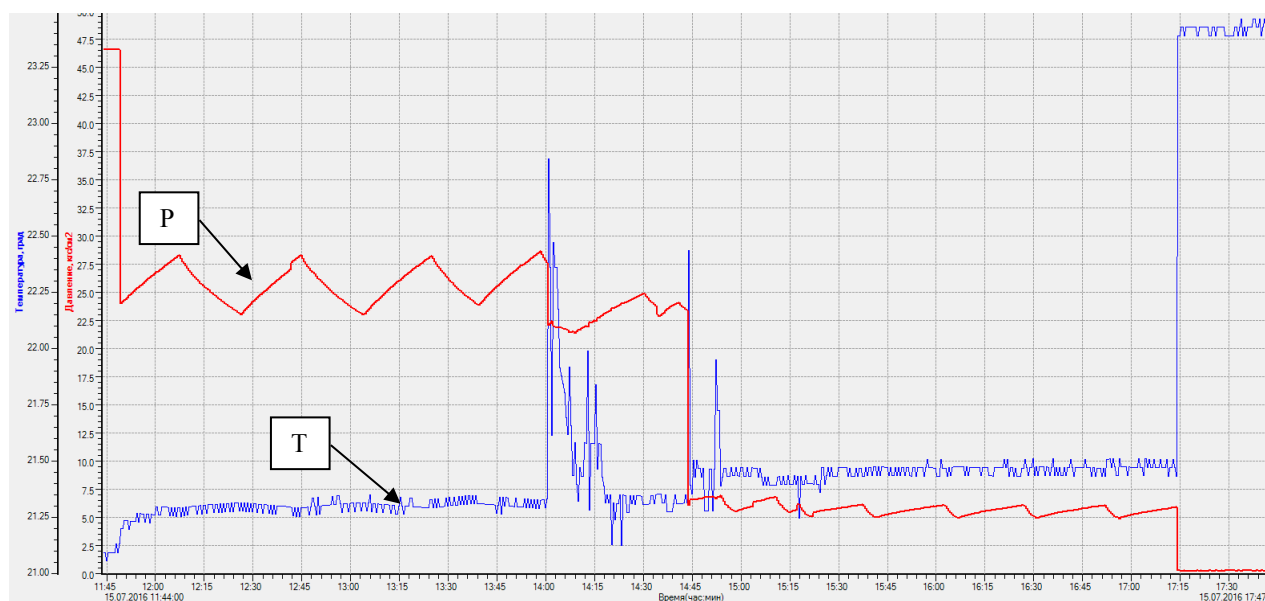


Рисунок 30. График изменения давления по скв.3515

В связи с выходом из строя глубинного прибора на скв.3515 снятие замеров показаний прибора производили только один раз, дальнейшие снятия показаний положительного результата не привели. Преимущества использования глубинных приборов в скважинах:

- мониторинг в течение всего времени эксплуатации глубинных приборов;
- возможно управление работой насосной установки;
- проверка герметичности пакера;
- правильность заполнения простоев персоналом;
- обеспечивается выполнение требований Законов и Правил РФ:
 - Закон РФ N 2395-1 "О недрах";
 - "Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений";
 - Постановление Госгортехнадзора РФ N 71 "Об утверждении "Правил охраны недр ПБ 07-601-03".

Сравнительный анализ расчетного и фактического забойных давлений

Как было описано выше, глубинными манометрами на скважинах 3487 и 9733 были проведены замеры забойных давлений, т.е. фактические данные. Технической группой нефтепромысла периодически проводятся гидродинамические исследования при помощи эхолота, одним из основных параметров исследования является расчетное забойное давление, поэтому был проведен сравнительный анализ расчетного забойного давления $P_{з\text{ расч}}$ и давления от глубинного манометра (по факту) $P_{з\text{ маном}}$, дата и время замеров $P_{з\text{ расч}}$ и $P_{з\text{ маном}}$ совпадали.

На рисунке 31 показан график по скв.9733В, на рисунке 30 - по скв.3487В, на которых видно, что расчетные и фактические забойные давления отличаются значительно, по скв.9733В отличие составляет в среднем 35%, по скв.3487В - 47%. На графиках видна зависимость забойного давления от уровня в скважине, чем выше уровень, тем выше значения забойных давлений. Линейные линии тренда на графиках образуют практически параллельные прямые, причем по скв.3487В достоверность аппроксимации очень высокая и составляет от 0,975 до 0,995.

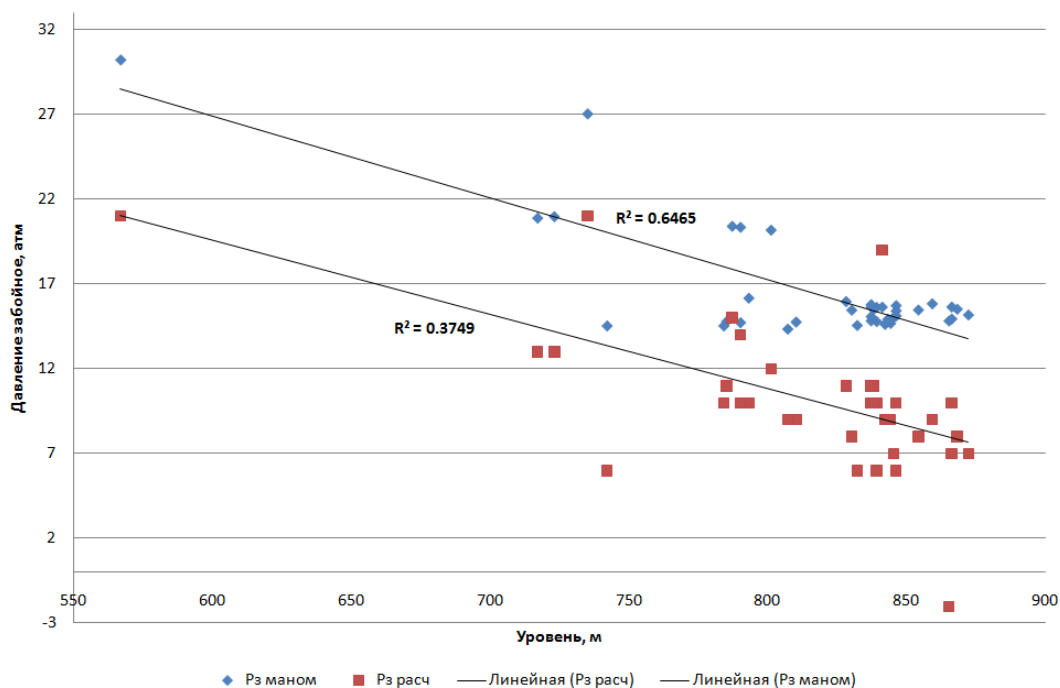


Рисунок 31. Зависимость расчетного и фактического забойных давлений от уровня жидкости в скважине 9733В

Вероятнее всего, расхождение расчетного и фактического забойных давлений можно объяснить отсутствием применения поправочных коэффициентов при установке скорости распространения звуковой волны, которая зависит в первую очередь от физических свойств газа в затрубном пространстве скважины, а также температуры, давления и т.д. Поправочный коэффициент учитывает газовый фактор и затрубное давление скважины.

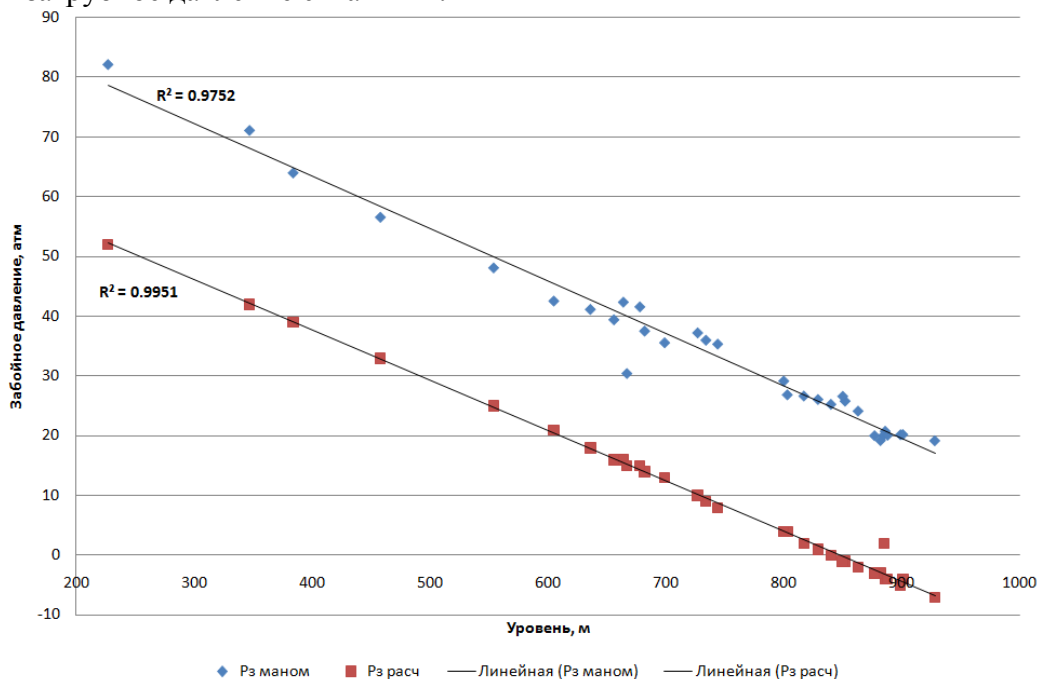


Рисунок 32. Зависимость расчетного и фактического забойных давлений от уровня жидкости в

скважине 3487В

Список литературы:

1. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов: пат. на полезную модель № 72720, Рос. Федерация. № 2007124089/22; заявл. 26.06.2007; опубл. 27.04.2008.
2. Гарифов К.М., Глуходед А.В., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г. Применение одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть»//Нефтяное хозяйство. – 2010. - № 7. – С. 55-57.
3. Заббаров Р.Г. Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Дис. ... канд. техн. наук. Бугульма, 2009. – 130 с.
4. Ибрагимов Н.Г., Заббаров Р.Г., Гарифов К.М., Глуходед А.В., Балбошин В.А. Совершенствование метода одновременно-раздельной эксплуатации пластов в ОАО «Татнефть»//Нефтяное хозяйство. – 2009. - № 7. – С. 46-48.
5. Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Гарифов К.М., Кадыров А.Х. Новые технические средства одновременно-раздельной эксплуатации, разработанные в ОАО «Татнефть»//Нефтяное хозяйство. – 2008. - № 7. – С. 79-81.
6. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Гарифов К.М., Кадыров А.Х. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть»//Нефтяное хозяйство. – 2006. - № 3. – С. 58-61.
7. Установка для одновременно раздельной эксплуатации двух пластов: пат. на изобретение № 2221136, Рос. Федерация. №2002111923/03; заявл. 06.05.2002; опубл. 10.01.2004 г.
8. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов: пат. на изобретение № 2353808, Рос. Федерация. №2008120819/06; заявл. 27.05.2008; опубл. 27.04.2009 г.
9. Установка для одновременной или раздельной эксплуатации двух пластов: пат. на полезную модель №136853, Рос. Федерация. №2013131789/03; заявл. 09.07.2013; опубл. 09.07.2013 г.
10. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений / Р.А. Максutow, Б.Е. Доброскок, Ю.В. Зайцев, - М.: Недра, 1974. - стр. 95.
11. Способ исследования нижнего пласта скважины при одновременно-раздельной эксплуатации штанговым насосом двух пластов, разделенных пакером (варианты): пат. на изобретение № 2289022, Рос. Федерация. № 2005114609/03; заявл. 13.05.2005г.; опубл. 10.12.2006 г.