

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **027083**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2017.06.30

(51) Int. Cl. **E21B 47/06** (2012.01)

(21) Номер заявки
201400080

(22) Дата подачи заявки
2013.12.27

(54) **СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ
МНОГОПЛАСТОВЫХ СКВАЖИН**

(43) **2015.06.30**

(56) US-A1-20090037113

(96) **2013000180 (RU) 2013.12.27**

RU-C1-2499283

US-A-4046220

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

US-A1-20060133203

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"СОНОГРАМ" (ООО "СОНОГРАМ")
(RU)**

МАРФИН Е.А. Скважинная шумометрия
и виброакустическое воздействие на
флюидонасыщенные пласты. Казань,
Издательство Казанский университет, 2012, с. 8-25

(72) Изобретатель:
**Аслаян Артур Михайлович,
Давыдов Дмитрий Александрович,
Масленникова Юлия Сергеевна,
Аслаян Ирина Юрьевна (RU)**

(74) Представитель:
Кастальский В.Н. (RU)

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при эксплуатации многопластовых скважин. Способ определения пластового давления в призабойной зоне скважин отдельно для каждого из работающих пластов на основе анализа данных измерения по меньшей мере одного параметра, характеризующего состояние скважины на установленных, по меньшей мере, первом режиме работы скважины и втором режиме работы скважины, при этом для анализа используют данные шумометрии. Технический результат: повышение достоверности измерений при одновременном расширении области применения.

B1**027083****027083****B1**

Область техники

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при эксплуатации многопластовых скважин.

Уровень техники

Известны способы определения пластового давления и коэффициента продуктивности скважин, основанные на экспериментальных методах восстановления давления и установившихся отборов (Щелкачев В.В. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме, М.: Гостоптехиздат, 1959, Справочная книга по добыче нефти./Под ред. д.т.н. Ш.К. Гиматулинова, - М.: Недра, 1974).

Известен способ определения пластового давления в добывающих и нагнетательных скважинах (А.С. СССР № 1265303 А1, МПК. E21B 47/06, опубл. 23.10.1986), включающий закрытие скважины, регистрацию кривой восстановления давления, а также определение по формулам минимально необходимого времени закрытия скважины и пластового давления. Техническим результатом изобретения является уменьшение времени простоя скважины при исследовании. Недостатками этих методов является необходимость длительной остановки скважины и присутствия на ней обслуживающего персонала. Длительная остановка скважин ведет к изменению режима их работы и пласта в целом. Это сказывается на результатах измерения и не позволяет реализовать систематического контроля над процессом разработки пласта, что приводит к его быстрому обводнению.

Также известен способ определения пластового давления в нефтяной скважине (патент РФ № 2167289, МПК E21B 47/06, опубл. БИ № 14, 2001). Способ включает остановку скважины, снятие при помощи глубинного манометра кривой восстановления давления, а также вычисление текущего приращения давления на начальном участке кривой для некоторой выбранной функции и последующей ее экстраполяции до момента времени, при котором разность давлений будет равна нулю. Достоинством способа является снижение потерь добычи нефти за счет уменьшения времени снятия кривой восстановления давления.

К недостаткам относится погрешность, возникающая при экстраполяции функции за пределы интервала значений, внутри которого определялись коэффициенты функции. В связи с этим значения пластовых давлений, определенные данным способом, содержат ошибку, увеличивающуюся с уменьшением времени снятия кривой.

К недостаткам всех указанных выше способов можно отнести невозможность определения пластового давления отдельно в каждом из работающих пластов скважины, так как забойное давление измеряется внутри ствола скважины и является некоторым средним взвешенным давлением от каждого пласта.

Таких недостатков лишен способ определения пластового давления использованием динамического испытателя пластов на кабеле в обсаженных скважинах CHDT от компании Schlumberger Technology Corporation (<http://www.slb.ru/page.php?code=128>). Прибор осуществляет многократные замеры давления и производит отбор проб флюида из заколонного пространства обсаженной скважины. Прибор CHDT обладает способностью за одну спускоподъемную операцию просверливать отверстия в обсадной колонне, проникать через них в пласт, осуществлять многократные замеры пластового давления, отбирать представительные пробы пластового флюида, а затем закупоривать просверленные в обсадной колонне отверстия для восстановления герметичности. К достоинствам указанного метода можно отнести возможность измерения пластового давления в призабойной зоне скважины в нескольких участках пласта по глубине и независимо для всех работающих пластов.

Существенным недостатком данного метода является необходимость нарушения герметичности обсадной колонны, что со временем может привести к развитию коррозии. Также метод весьма дорогостоящий вследствие своей технической сложности.

Наиболее близким к предлагаемому способу (прототипом) является способ оценки пластового давления на основе двух замеров расходомера на разных режимах работы скважины (заявка США № 2009037113, МПК G01V 9/02, опубл. 05.02.2009). Способ предназначен для определения характеристик пластов, пересекающих ствол скважины. Замеряют расход жидкости в стволе скважины. Каждый приток флюида соотносят с одним или несколькими пропластками коллектора. Замеры в стволе скважины производят с использованием датчика температуры и механических расходомеров. После обработки данных о расходе напротив каждого из пропластков делают оценку пластового давления.

Недостатком способа является низкая чувствительность механических расходомеров, а также большая погрешность в измерении объемных притоков в пласт. Кроме того, известный способ предназначен только для добывающих скважин. Так как известный способ опирается на измерения и анализ температуры, то ограничение способа применительно к нагнетательным скважинам заключается в том, что температура закачиваемой жидкости не вносит существенных возмущений в температуру скважины, а если и вносит, то требуется учет всей предыдущей истории закачки (о чем совершенно не указывается в рассматриваемом способе), поэтому оценка параметров резервуара, а именно с использованием данного способа, становится невозможной.

В частности, к недостаткам указанного способа также относится тот факт, что механический расходомер регистрирует поток только напротив перфорированных участков колонны. В то время как пласт может работать и в других интервалах (выше и ниже зоны перфорации при наличии заколонных перето-

ков). Таким образом, известный способ не осуществляет оценку давления в призабойной зоне пласта в интервалах не вскрытых перфораций, но имеющих прямое сообщение с перфорированными интервалами, что дополнительно уменьшает достоверность измерений.

Указанных недостатков и ограничений, в том числе связанных с типом скважины, лишен предлагаемый способ оценки пластового давления с использованием данных шумометрии.

Раскрытие изобретения

Задачей изобретения и требуемым техническим результатом, достигаемым при использовании изобретения, является разработка нового способа определения пластового давления в призабойной зоне многопластовых скважин, повышение достоверности измерений при определении пластового давления в призабойной зоне многопластовых скважин предлагаемым способом при одновременном расширении области его применения.

Поставленная задача и требуемый технический результат при использовании изобретения достигается тем, что способ определения пластового давления в призабойной зоне скважин отдельно для каждого из работающих пластов на основе анализа данных измерения по меньшей мере одного параметра, характеризующего состояние скважины на установленных, по меньшей мере, первом режиме работы скважины и втором режиме работы скважины, в котором согласно изобретению для анализа используют данные шумометрии, и тем, что измерения дополнительно производят в интервалах не вскрытых перфораций или открытых стволах, и в котором измеряют текущий пластовый шум и текущее давление внутри ствола скважины на первом режиме работы скважины, а затем устанавливают второй режим работы скважины, где для этого изменяют забойное давление на величину, достаточную для обеспечения установления указанного второго режима работы, предпочтительно не менее чем на 30% от текущего (первого) режима работы скважины или изменяют объемный расход на величину, достаточную для установления указанного второго режима работы, предпочтительно изменяют объемный расход не менее чем на 30% от текущего (первого) режима работы скважины, при этом устанавливают второй режим работы скважины после того, как скважина проработала на упомянутом режиме не менее 12 ч, предпочтительно не менее 24 ч, а затем измеряют текущий пластовый шум на втором режиме работы скважины, при этом измерения производят посредством устройства для объективного измерения уровня громкости звука либо во время спуска и/или подъема по скважине указанного устройства, либо на стоянках во время спуска и/или подъема по скважине упомянутого устройства, где его предпочтительно используют с центрирующими средствами, и в котором измеряют текущее давление внутри ствола скважины на втором режиме работы скважины посредством высокочувствительного датчика давления при постоянной скорости перемещения или на стоянках датчика внутри скважины, и в котором устанавливают первый режим работы скважины путем задания текущего расхода и/или забойного давления, после чего анализируют полученные на первом и втором режимах работы скважины данные по меньшей мере одного параметра для определения пластового давления в призабойной зоне, а затем находят профиль мощности шума на основе панели спектральной плотности шума первого режима и профиль мощности шума на основе панели спектральной плотности шума второго режима, при этом найденные профили усредняют в пределах активных интервалов пластов и на основе полученных путем усреднения профилей данных рассчитывают пластовое давление в призабойной зоне в каждом из работающих интервалов пластов.

Отличительной особенностью изобретения является использование данных шумометрии на двух режимах работы скважины, за счет чего предлагаемый способ при его осуществлении позволяет не вносить существенных изменений в режим работы скважины и пластов в целом, но одновременно при этом позволяет оценить и учесть давление в призабойной зоне пласта в интервалах не вскрытых перфорацией, имеющих прямое сообщение с перфорированными интервалами, или открытых стволах, тем самым повышая достоверность измерений пластового давления в призабойной зоне, причем как добывающей скважины, так и нагнетательной скважины, отдельно для каждого из работающих пластов, т.е. обеспечивая достижение поставленного технического результата, а именно повышение достоверности измерений при одновременном расширении области применения.

Краткое описание чертежей

На фиг. 1 изображены результаты измерения устройством для объективного измерения уровня громкости звука (спектральным скважинным шумомером) в нагнетательной скважине и результаты фильтрации этих данных (панели SND);

на фиг. 2 - результаты измерения спектральным скважинным шумомером в нагнетательной скважине;

на фиг. 3 - результаты измерения спектральным скважинным шумомером в добывающей скважине.

Осуществление изобретения

Способ определения пластового давления в призабойной зоне скважины включает измерение забойного давления в работающей скважине на двух различных режимах её работы (при двух различных объемных расходах и/или забойных давлениях), измерения мощности пластового шума на двух режимах и последующую обработку результатов. Особенностью предлагаемого способа является то, что работа пласта характеризуется данными по спектральной плотности мощности шума и давлением напротив активного интервала работы пласта.

Первый режим соответствует текущему режиму работы скважины (текущее забойное давление и расход). Если на скважине имеются замеры статического давления (это измерения по истечению 3-5 дней простоя скважины), то второй режим должен соответствовать забойным давлениям, например, в полуинтервале от текущего значения.

При этом важную роль играет длительность работы скважины на втором режиме, так как требуется некоторое время прежде чем скважина выйдет на новый режим. Длительность этого периода определяется петрофизическими свойствами пласта. Чем больше проницаемость пласта, тем быстрее скважина выйдет на режим. Конкретные оценки длительности могут быть даны только по итогам Pressure Tests на скважине.

По результатам многочисленных опытных работ было выбрано характерное время работы скважины на режиме 2, которое составило 24 ч.

Измерения с помощью устройства для объективного измерения уровня громкости звука (скважинного шумомера) производятся во время спуска и/или подъема по скважине устройства. Измерения также могут производиться и на стоянках во время спуска либо подъема устройства. Более предпочтительным являются измерения, произведенные во время подъема устройства, так как в этом случае обеспечивается постоянное натяжение кабеля, на котором крепится связка, а также обеспечивается более равномерный подъем. Если шумомер производит регистрацию не непрерывно по времени, а небольшими временными интервалами каждую секунду то, чтобы обеспечить статистически значимый объем данных, требуется на одной глубине снять не менее 40 реализаций, т.е. длительность стоянки устройства должна составлять предпочтительно не менее 40 с. Расстояние между соседними стоянками должно составлять не менее 1 м. Расстояние между стоянками выбирается исходя из общей протяженности зоны интереса. Можно сделать и через 10 см, но тогда измерения будут длиться 20-24 ч, проанализировав затухание акустического сигнала, было показано, что в пределах 1 м сигнал от источника слышен достаточно хорошо. Поэтому когда речь идет об измерении резервуарных шумов, наши рекомендации составляют 1 м.

Следует отметить, что приведенный пример, а именно не менее 40 с, является частным вариантом осуществления изобретения, предназначенным исключительно для целей иллюстрации отдельных аспектов его осуществления и никоим образом не ограничивает объем предлагаемого изобретения, т.е. следует понимать, что указанное значение может быть выбрано и менее 40 с при условии, что выбранное время стоянки будет достаточным для обеспечения достоверности измерений.

Исходные данные, зарегистрированные скважинным шумомером анализируются с использованием одного из методов спектрального анализа, например Фурье-преобразования.

Полученные спектры (либо спектральные плотности мощности шума) усредняются в пределах каждой стоянки прибора.

Результаты спектрального анализа данных шумометрии после усреднения могут быть представлены в виде цветных спектральных панелей, где по вертикали отложена глубина, по горизонтали - частота, а цветом отображены амплитуды спектров.

Зоны активной работы пласта определяются на основе, преимущественно, визуального анализа спектральных панелей. Амплитуда шума в области частот выше некоторого значения должна превышать уровень фоновых шумов. Уровень фоновых шумов определяется по амплитуде шума, равномерно распределенного на спектральных панелях, а также в областях напротив неперфорированных интервалов обсадной колонны, где отсутствуют высокочастотные шумы (выше, например, 5 кГц).

Шум от работы пласта также необходимо выделить на фоне шумов от движения жидкости внутри обсадной колонны. Данный шум имеет большую протяженность по глубине (больше 30 м, например), а также сосредоточен в области низких частот, например ниже 1-5 кГц.

Для выделения шумов пласта может быть использован один из методов фильтрации, например, на основе пороговой вейвлет-фильтрации, либо с вычитанием медианного тренда (панели SND - Spectral Noise Drift). В этом случае на цветной спектральной панели исключаются фоновые шумы, а также шумы, связанные с движением жидкости внутри колонны.

Также может быть использован один из методов автоматического определения активной зоны пласта, основанный на выделении интервалов на основе критерия превышения амплитудой шума некоторого порога.

Для оценки мощности шума от пласта может использоваться один из следующих вариантов.

Первый вариант, когда оценивается полная мощность шума (как сумма квадратов амплитуд спектров Фурье) в полном диапазоне частот (при использовании шумомера SNL (Spectral Noise Logging) диапазон от 0,117 до 60 кГц (либо 30 кГц, в зависимости от версии прибора). Область 1 на фиг. 1 (на примере режима 1). Интервал по глубине выбирается на основе анализа области средних частот.

Второй вариант, когда оценивается мощность шума в диапазоне частот, соответствующих работе пласта-коллектора (как правило, от 3-5 кГц и выше). Область 2 на фиг. 1 (на примере режима 2). Низкочастотный шум, протяженный по глубине, соответствует потоку жидкости внутри колонны. Сосредоточенный в некотором интервале глубин шум в области средних и высоких частот соответствует шуму от пласта коллектора.

Еще одним вариантом может быть использование дополнительного метода фильтрации, например

фильтра на основе пороговой вейвлет-фильтрации. Фильтр должен исключать крупномасштабные спектральные особенности по глубине, такие как шум от потока в колонне. Мы называем его SND - Spectral Noise Drift (вторая и четвертая панели на фиг. 1). Также в качестве такого фильтра может быть использована нормировка на медианный тренд по глубине. В любом из этих методов фильтрации мощность шума будет вычисляться в полном диапазоне частот по отфильтрованным данным.

В основе расчетов лежит предположение о том, что мощность шума N от работающего интервала пласта пропорциональна репрессии (депрессии) $(P - P_{пл})$ давления в некоторой степени n

$$N = K \cdot (P - P_{пл})^n \quad (\text{Уравнение 1})$$

Представленная зависимость является полуэмпирической. В одной из работ (McKinley R.M. 1994. Temperature, Radioactive Tracer, and Noise Logging for Well Integrity: 112-156) встречается похожая зависимость, но выглядит она, как

$$N = K \cdot Q \cdot (P - P_{пл}) ,$$

где Q - объемный расход.

Исходя из закона Дарси, существует связь

$$Q = K \cdot (P - P_{пл}) .$$

Поэтому данное выражение было обобщено до общего степенного соотношения. Аналогичные зависимости были получены и в ходе проведенных экспериментов.

Таким образом, отношение мощности шума от пласта на первом режиме работы скважины N_1 к мощности шума от пласта на втором режиме N_2 записывается в виде

$$P_{пл} = \frac{P_1 - \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^{1/n} P_2}{1 - \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^{1/n}} \quad (\text{Уравнение 2})$$

Приведенная зависимость представляет собой простое решение двух уравнений 1, когда получены измерения на двух режимах.

Степень n зависит от типа скважинного флюида. Для воды и нефти эта степень принимается равной 2, так как изначально зависимость полуэмпирическая, то первое - это факт экспериментальный. Но мы знаем, что для жидких флюидов (таких, как нефть и вода) расход пропорционален первой степени репрессии (разности давлений), поэтому мощность шума будет пропорциональна квадрату. Для газового флюида закон Дарси не выполняется и расход зависит от давления уже в квадратичном виде, поэтому мы полагаем, что степень для газа будет другая (например, 3). Либо для него будет несколько другая функциональная зависимость.

Для оценок мощности пластового шума производится предварительная обработка данных со спектрального шумомера. Для этого вычисляется спектральная мощность шума. На основе алгоритмов пороговой фильтрации выделяются спектральные составляющие, соответствующие резевуарному шуму, для которых вычисляется полная мощность шума. Далее мощность шума усредняется по глубине в пределах участка однородной работы пласта.

Предлагаемый способ включает осуществление следующих этапов.

Сначала производят измерение текущего пластового шума (режим 1), при этом режим 1 соответствует текущему режиму работы скважины (режим задается текущим расходом, забойным давлением и, например, диаметром входного штуцера).

Затем производят измерение текущего давления внутри ствола скважины (режим 1) с помощью высокочувствительного датчика давления, причем измерения производятся на постоянной скорости перемещения или на стоянках во время спуска прибора внутри ствола скважины (либо на непрерывном подъеме соответственно).

После чего производят измерение текущего пластового шума (режим 2), где второй режим соответствует либо изменению забойного давления до двух раз (предпочтительно не менее чем на 30% от исходного), либо изменению объемного расхода предпочтительно не менее чем на 30%. Следует отметить, что приведенный пример, а именно изменение не менее чем на 30% от исходных (и в отношении забойного давления и в отношении объемного расхода), служит исключительно для целей иллюстрации отдельных аспектов осуществления изобретения и никоим образом не ограничивает объем предлагаемого изобретения, т.е. следует понимать, что указанная величина изменения может быть выбрана и менее 30% при условии, что она будет достаточной для установления второго режима работы скважины согласно изобретению, но при этом не будет приводить к снижению достоверности измерений. Для выхода скважины на второй режим требуется, чтобы скважина проработала не менее 12 ч на этом режиме (рекомендуемое время 24 ч). После этого производят измерение текущего давления внутри ствола скважины (режим 2).

Затем находят профили мощности шума на основе панелей спектральной плотности шума (режим 1) и (режим 2), усредняют профили мощности шума (режим 1) и (режим 2) в пределах активных интервалов пластов и рассчитывают на основе полученных значений пластовое давление в призабойной зоне.

Ниже с целью иллюстрации отдельных аспектов осуществления изобретения приведены примеры осуществления предлагаемого способа, которые не предназначены для того, чтобы каким-либо образом ограничивать объем настоящего изобретения.

Пример 1. Определение пластового давления в нагнетательной скважине (фиг. 2).

Для начала были произведены измерения пластового шума и давления внутри ствола скважины на 1 режиме работы скважины при объемном расходе 157 BPD. Результаты показаны на фиг. 2: панель СНЛ (режим 1) и черная сплошная линия P_1 на панели Давление. Затем были произведены измерения пластового шума и давления внутри ствола скважины на 2 режиме работы скважины при объемном расходе 585 BPD. Результаты показаны на фиг. 2: панель СНЛ (режим 2) и черная пунктирная линия P_2 на панели Давление.

На основе панелей спектральной плотности шума (СНЛ (режим 1) и СНЛ (режим 2)) были найдены профили полной мощности шума в диапазоне частот от 117 Гц до 60 кГц, которые показаны на рисунке на двух крайних правых панелях (Мощность шума (1) и Мощность шума (2)). Затем профили мощности шума были усреднены в пределах активных интервалов пластов: для верхнего пласта 1 в интервале X555-X559, для нижнего пласта 2 в интервале X562-X563.

Для расчета были взяты следующие значения.

Для пласта 1

$P_1=4149$ psi - забойное давление на режиме 1 (объемный расход $Q_1=157$ BPD);

$P_2=4986$ psi - забойное давление на режиме 2 (объемный расход $Q_2=585$ BPD);

$N_1=24$ отн.ед. - средняя мощность пластового шума на режиме 1;

$N_2=96$ отн.ед. - средняя мощность пластового шума на режиме 2.

Рассчитанное пластовое давления в призабойной зоне $P_{пл1}=3312$ psi.

Для пласта 2

$P_1=4160$ psi - забойное давление на режиме 1 (объемный расход $Q_1=157$ BPD);

$P_2=4999$ psi - забойное давление на режиме 2 (объемный расход $Q_2=585$ BPD);

$N_1=12$ отн.ед. - средняя мощность пластового шума на режиме 1;

$N_2=32$ отн.ед. - средняя мощность пластового шума на режиме 2.

Рассчитанное пластовое давления в призабойной зоне $P_{пл2}=2834$ psi.

Рассчитанные давления показаны пунктиром на панели "Давление" (фиг. 2), на основании которых можно сделать вывод о том, что давление в нижнем пласте больше, чем в верхнем. Получаемые сведения имеют важное значение при выборе оптимальных забойных давлений для разработки каждого из пластов с тем, чтобы процесс вытеснения нефти водой происходил наиболее эффективно.

Пример 2. Определение пластового давления в добывающей скважине (фиг. 3).

Для начала были произведены измерения пластового шума и давления внутри ствола скважины на 1 режиме работы скважины при объемном расходе 2300 BPD. Результаты показаны на фиг. 3: панель СНЛ (режим 1) и черная сплошная линия P_1 на панели Давление. Затем были произведены измерения пластового шума и давления внутри ствола скважины на 2 режиме работы скважины при объемном расходе 2260 BPD. Результаты показаны на фиг. 3: панель СНЛ (режим 2) и черная пунктирная линия P_2 на панели Давление.

На основе панелей спектральной плотности шума (СНЛ (режим 1) и СНЛ (режим 2)) были найдены профили полной мощности шума в диапазоне частот от 117 Гц до 30 кГц, которые показаны на рисунке на двух крайних правых панелях (Мощность шума (1) и Мощность шума (2)). Затем профили мощности шума были усреднены в пределах активных интервалов пластов: для верхнего пласта 1 в интервале X545-X570, для нижнего пласта 2 в интервале X600-X610.

Для расчета были взяты следующие значения.

Для пласта 1

$P_1=1222$ psi - забойное давление на режиме 1 (объемный расход $Q_1=2300$ BPD);

$P_2=1244$ psi - забойное давление на режиме 2 (объемный расход $Q_2=2260$ BPD);

$N_1=84$ отн.ед. - средняя мощность пластового шума на режиме 1;

$N_2=42$ отн.ед. - средняя мощность пластового шума на режиме 2.

Рассчитанное пластовое давления в призабойной зоне $P_{пл1}=1270$ psi.

Для пласта 2

$P_1=1250$ psi - забойное давление на режиме 1 (объемный расход $Q_1=2300$ BPD);

$P_2=1212$ psi - забойное давление на режиме 2 (объемный расход $Q_2=2260$ BPD);

$N_1=91$ отн.ед. - средняя мощность пластового шума на режиме 1;

$N_2=72$ отн.ед. - средняя мощность пластового шума на режиме 2.

Рассчитанное пластовое давления в призабойной зоне $P_{пл2}=1500$ psi.

Рассчитанные давления показаны точками на панели "Давление" (фиг. 3), на основании которых можно сделать вывод о том, что давление в нижнем пласте больше, чем в верхнем. Это в свою очередь свидетельствует о том, что имеется переток из нижнего пласта в верхний. Полученные сведения позволяют принять своевременные меры по поддержанию пластового давления в верхнем пласте. Получаемые сведения крайне важны для определения допустимых забойных давлений, объемов добычи жидкости и

газа, расчета процесса обводнения скважин, необходимых для достижения максимально возможного конечного коэффициента нефтеотдачи.

Таким образом, из приведенных примеров 1 и 2 наглядно видно, что в использование данных шумометрии на двух режимах работы скважины не вносит существенных изменений в режим работы скважины и пластов в целом, но при этом позволяет оценить давление в призабойной зоне пласта в интервалах не вскрытых перфорацией, имеющих прямое сообщение с перфорированными интервалами, или открытых стволах, тем самым позволяет повысить достоверность измерений пластового давления в призабойной зоне в каждом из работающих интервалов пластов, причем как нагнетательной скважины (пример 1), так и добывающей скважины (пример 2), т.е. обеспечивая достижение поставленного технического результата, а именно повышение достоверности измерений при одновременном расширении области применения.

Предлагаемое изобретение может быть использовано для определения пластового давления в призабойной зоне нагнетательных и добывающих скважин по результатам текущих замеров забойного давления и мощности резервуарного шума на двух различных режимах работы скважины. Более того, предлагаемое изобретение может быть использовано для определения давления в вертикальных нагнетательных и добывающих скважинах, слабонаклонных и горизонтальных скважинах, расширяя тем самым, область применения предлагаемого изобретения, в отличие от прототипа, где, например, использование расходомера в принципе не позволяет осуществлять работу в горизонтальных скважинах в силу его конструктивных способностей (вертушка).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ определения пластового давления в призабойной зоне отдельно для каждого из работающих пластов, включающий

установление по меньшей мере одного рабочего режима скважины, характеризующегося наличием потока движущегося флюида как по стволу скважины, так и в одном или более пластах;

измерение по меньшей мере одного параметра, характеризующего поток флюида, и акустические данные шумометрии от него;

изменение рабочего режима скважины, характеризующегося изменением потока движущегося флюида как по стволу скважины, так и в одном или более пластах;

измерение акустических данных шумометрии, связанных с изменением скорости движущегося флюида, а также обработку всех измеренных параметров и расчет профилей мощности шума по акустическим данным шумометрии от потока флюида для определения пластового давления отдельно для каждого идентифицированного пласта.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что измерения дополнительно производят в интервалах не вскрытых перфораций или открытых стволах.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что измеряют текущий пластовый шум на первом режиме работы скважины.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что на этапе измерения параметров, характеризующих поток флюида, измеряют давление в стволе скважины.

5. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают второй режим работы скважины.

6. Способ по п.5, отличающийся тем, что для установления второго режима изменяют забойное давление.

7. Способ по п.6, отличающийся тем, что изменяют забойное давление на величину, достаточную для обеспечения установления второго режима работы скважины.

8. Способ по п.7, отличающийся тем, что забойное давление изменяют не менее чем на 30% от текущего (первого) режима работы скважины.

9. Способ по п.5, отличающийся тем, что для установления второго режима изменяют объемный расход.

10. Способ по п.9, отличающийся тем, что объемный расход изменяют на величину, достаточную для установления второго режима работы скважины.

11. Способ по п.10, отличающийся тем, что объемный расход изменяют не менее чем на 30% от текущего (первого) режима работы скважины.

12. Способ по п.5, отличающийся тем, что устанавливают второй режим работы скважины после того, как скважина проработала на упомянутом режиме не менее 12 ч, предпочтительно не менее 24 ч.

13. Способ по п.1, отличающийся тем, что измеряют текущий пластовый шум на втором режиме работы скважины.

14. Способ по пп.3 и 13, отличающийся тем, что измерения производят посредством устройства для объективного измерения уровня громкости звука.

15. Способ по п.14, отличающийся тем, что измерения производят во время спуска и/или подъема по скважине устройства для объективного измерения уровня громкости звука.

16. Способ по п.14, отличающийся тем, что измерения производят на стоянках во время спуска

и/или подъема по скважине устройства для объективного измерения уровня громкости звука.

17. Способ по п.14, отличающийся тем, что используют устройство для объективного измерения уровня громкости звука с центрирующими средствами.

18. Способ по п.1, отличающийся тем, что измеряют текущее давление внутри ствола скважины на втором режиме работы скважины.

19. Способ по пп.4 и 18, отличающийся тем, что давление измеряют посредством высокочувствительного датчика давления при постоянной скорости перемещения или на стоянках датчика внутри скважины.

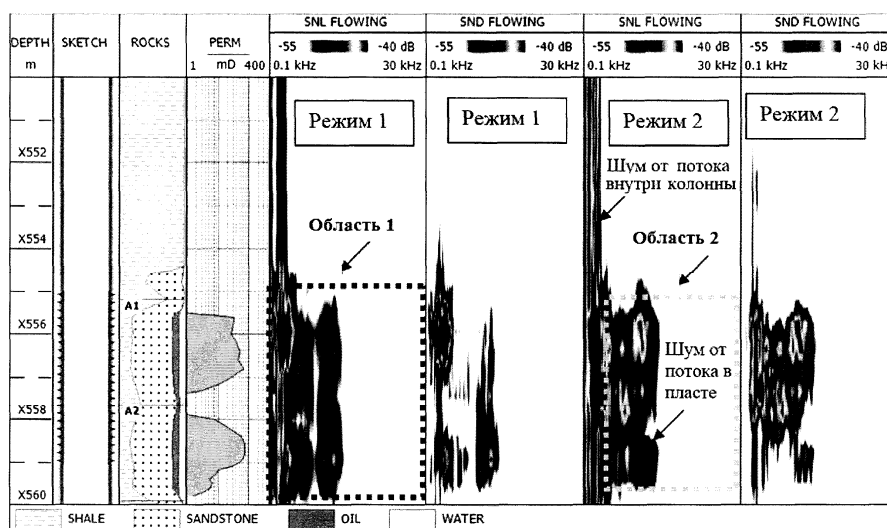
20. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают первый режим работы скважины путем задания текущего расхода и/или забойного давления.

21. Способ по п.1, отличающийся тем, что анализируют полученные на первом и втором режимах работы скважины данные по меньшей мере одного параметра, характеризующего поток флюида, для определения пластового давления в призабойной зоне.

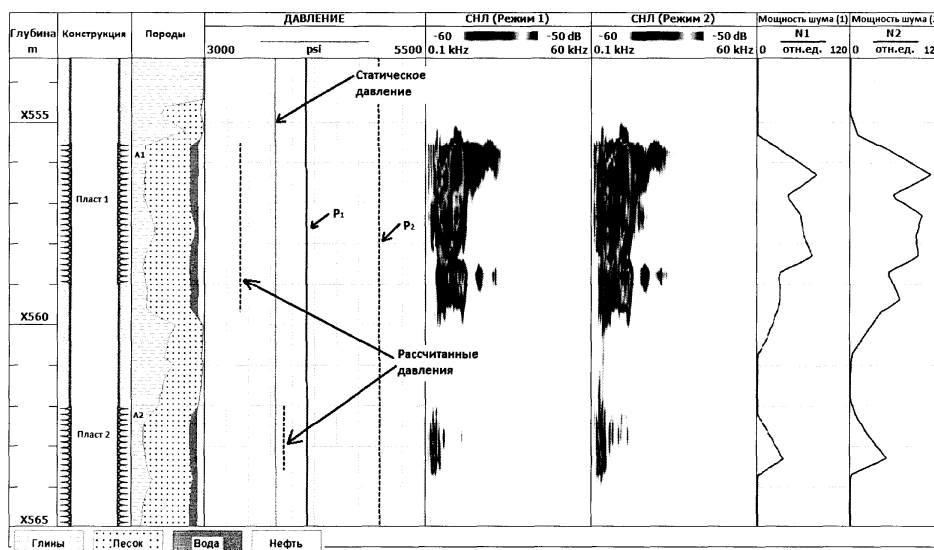
22. Способ по п.21, отличающийся тем, что на этапе обработки данных выделяют акустические данные шумометрии, связанные с одним или более идентифицированных пластов.

23. Способ по п.22, отличающийся тем, что для каждого идентифицированного пласта определяют мощность акустического шума.

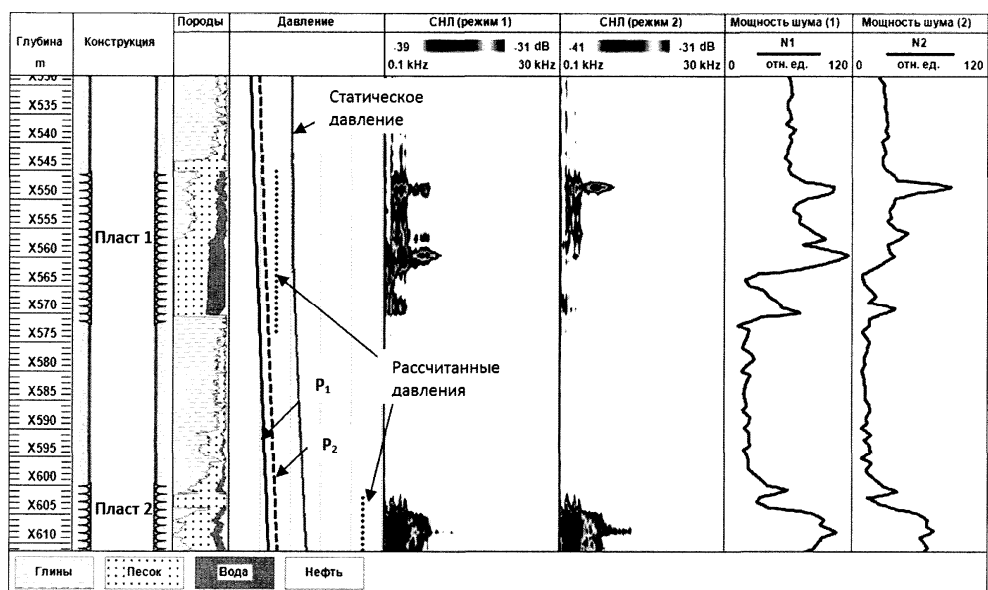
24. Способ по п.23, отличающийся тем, что на основе значений мощности шума для идентифицированных пластов рассчитывают пластовое давление в призабойной зоне.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2