

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 201700023 (13) A1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2018.07.31

(22) Дата подачи заявки
2017.01.11

(51) Int. Cl. *E21B 47/107* (2012.01)
E21B 47/06 (2012.01)
G06G 7/48 (2006.01)

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
МНОГОПЛАСТОВЫХ СКВАЖИН

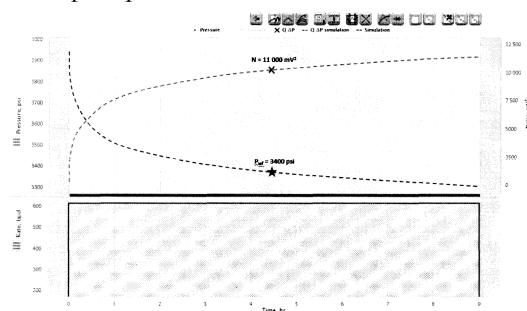
(96) 2017000002 (RU) 2017.01.11

(71) Заявитель:
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"СОНОГРАМ" (RU)**

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

(74) Представитель:
**Акуленко Е.С., Котлов Д.В.,
Пустовалова М.Л. (RU)**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при эксплуатации многопластовых скважин. Способ определения гидродинамических параметров пласта 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 потока флюида по пласту, расчет мощности шума на основе акустических данных шумометрии от потока флюида по пласту и последующее гидродинамическое мультифазное моделирование для определения гидродинамических параметров отдельно для каждого идентифицированного пласта.



A1

201700023

201700023

A1

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МНОГОПЛАСТОВЫХ СКВАЖИН

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ

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

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

В патенте RU2167289 (МПК У21И 47/06, опубл. 20.05.2000, Самарская государственная архитектурно-строительная академия)

10 описан способ определения пластового давления в нефтяной скважине. Техническим результатом является уменьшение времени простоя скважин при исследовании, повышение точности и надежности результатов измерения пластового давления. Измеряют глубинным манометром забойное давление p_3 . Спустя 2-3 мин останавливают

15 скважину и через время t_k , равное 10-15 мин, вновь измеряют забойное давление, принимая эту точку отсчета за начало координат расчетного участка кривой восстановления давления с приращением забойного давления от момента остановки скважины на величину Δp . Затем каждые 8-10 мин в течение 100 мин измеряют приращение

20 забойного давления Δp . По приведенной формуле методом наименьших квадратов вычисляют текущее расчетное приращение пластового давления. По нему вычисляют значение конечного приращения пластового давления, постоянные времени и коэффициенты путем сравнения в определенный момент времени давлений расчетных и

25 действительных, снятых на начальном участке кривой восстановления давления. Экстраполируют кривую восстановления давления до момента, при котором приращение пластового давления за заданный промежуток времени будет равно нулю. По найденным значениям вычисляют пластовое давление.

30 Недостатками являются неприменимость в многопластовой скважине и неприменимость при отсутствии достоверных данных о дебите скважины.

В патенте RU2465454 (МПК E21B 47/06, опубл. 27.10.2012, ООО "Газпром добыча Надым") описан Способ определения пластовых давлений при разработке многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений, который включает спуск в скважину, по крайней мере, одной колонны труб с переменным диаметром, оборудованных одним или несколькими пакерами, разобщающими пласты между собой. Определяют давление каждого пласта путем поочередного вскрытия одного пласта и изолирования при этом других пластов от полости колонны труб. При этом скважину обсаживают телескопической обсадной колонной, в которой каждая последующая эксплуатационная колонна диаметром меньше предыдущей. Спускают в скважину в зависимости от количества вскрытых продуктивных пластов подвески НКТ, концентрически одна в другой. При этом диаметры уменьшают от верхнего пласта к нижнему. Измеряют статистическое пластовое давление одновременно раздельно по каждому продуктивному пласту на устье одной скважины, оборудованном колонной и трубными головками с замерными устройствами для измерения давления каждого пласта. Техническим результатом является повышение эффективности измерения пластовых давлений на многопластовом месторождении, а также снижение капитальных и эксплуатационных затрат на строительство скважин для каждого объекта при определении пластовых давлений.

Недостатками являются сложность исследования, а, следовательно, его дороговизна.

В патенте RU2108460 (МПК E21B 47/06, опубл. 10.04.1998, Нефтегазодобывающее управление "Иркенефть" Акционерное общество "Татнефть") описан Способ установления пластового давления на нефтяной залежи, согласно которому проводят остановку скважины, технологическую выдержку для выравнивания давления в призабойной зоне скважины и пласта, замер давления в скважине, расчет ожидаемого пластового давления в конкретной точке пласта в зависимости от воздействия окружающих скважин, изменение работы

скважин в соответствии с расчетом ожидаемого пластового давления до достижения в конкретной точке пласта давления, равного заданному. Продолжительность технологической выдержки для выравнивания давления в призабойной зоне скважины и пласте определяют из соотношения: $T = A/K_{пр}$, где T - продолжительность технологической выдержки для выравнивания давления в призабойной зоне скважины и пласта, сут; A - объемный коэффициент упругоэластичности продуктивного пласта, м³/МПа; $K_{пр}$ - приведенный коэффициент продуктивности, м³/сут·МПа. Объемный коэффициент упругоэластичности продуктивного пласта определяются из математического выражения.

Основным недостатком, как и для всех КВД/КВУ, является требование остановить скважину на период исследования.

В заявке US 20090276156 A1 (МПК E21B 43/12, опубл. 05.11.2009, BP EXPLORATION OPERATING, GB и др.) предложен способ определения пластового давления скважины. Недостатками предложенного способа являются обязательное наличие постоянно действующих манометров на исследуемой скважине и неприменимость в многопластовой системе.

В патенте US9163499 B2 <https://www.google.ru/patents/US9163499> (МПК E21B 47/06, опубл. 20.10.2015, BP CORPORATION NORTH AMERICA INC и др.) предложен способ определения пластового давления.

Недостатками предложенного способа являются неопределенность во входных параметрах и неприменимость в многопластовой системе.

Наиболее близким к предлагаемому способу (прототипом) является способ оценки пластового давления в призабойной зоне многопластовых скважин на основе двух замеров шумометрии на разных режимах работы скважины (заявка ЕА201400080 (A1) опубл. 06.30.2015, МПК E21B 47/06, ООО «ТГТ ПРАЙМ»). Способ включает в себя 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, измерение акустических данных шумометрии, связанных с изменением скорости движущегося флюида, а также обработку всех измеренных параметров и акустических данных шумометрии от потока флюида для определения пластового давления отдельно для каждого идентифицированного пласта. В результате обработки данных получают оценки пластового давления в призабойной зоне независимо для каждого из работающих пластов.

Указанный способ основан только на анализе данных спектральной шумометрии и забойных давлений, согласно спецификации, спектральный шумомер регистрирует акустический шум, производимые работой пласта-коллектора только в призабойной зоне скважины (зона пласта вблизи 3-5 метров от ствола скважины). Поэтому и оценки пластового давления, получаемые таким способом, тоже являются оценками только для ближней (призабойной зоны) скважины. Однако для промысловых приложений важны оценки пластового давления на контуре питания (контур питания может находиться на расстоянии порядка 100 метров от ствола скважины). Поэтому основным недостатком указанного выше способа является невозможность оценить значения пластового давления на контуре питания. Также указанный выше способ не дает никакой информации о характеристиках пласта-коллектора таких, как скин-фактор и коэффициент подвижности для каждого продуктивных пропластка.

Указанных недостатков и ограничений, в том числе связанных с оцениваемыми параметрами, лишен предлагаемый способ оценки пластового давления с использованием данных шумометрии и одновременно гидродинамического моделирования.

РАСКРЫТИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Задачей изобретения и требуемым техническим результатом, достигаемым при использовании изобретения, является разработка нового способа определения гидродинамических параметров пластов многопластовых скважин, повышение достоверности измерений при

определении пластового давления на контуре питания многопластовых скважин предлагаемым способом при одновременном расширении области его применения.

Поставленная задача и требуемый технический результат при
5 использовании изобретения достигается тем, что способ определения гидродинамических параметров пласта таких как, например, пластового давления на контуре питания скважин, коэффициента подвижности и скин-фактора, отдельно для каждого из продуктивных пластов на основе анализа данных измерения, в котором, согласно
10 изобретению, для анализа используют данные акустической шумометрии и гидродинамического мультифазного моделирования, 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
15 на одном и более режимах работы скважины.

Предлагаемый новый способ определения гидродинамических параметров пласта отдельно для каждого из работающих пластов, включает 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 потока флюида по пласту; расчет мощности шума на основе акустических данных шумометрии от потока флюида по пласту и последующее гидродинамическое мультифазное моделирование для определения гидродинамических параметров отдельно для каждого идентифицированного пласта. В качестве параметра, характеризующего поток флюида, измеряют, по меньшей мере, давление в стволе скважины.

Увеличение количества режимов более одного, соблюдая рекомендации, только уточняют точность полученных результатов.

Рекомендация 1: забойное давление изменяют на величину, достаточную для обеспечения установления указанных последующих режимов работ, предпочтительно не менее чем на 30% от предыдущего режима работы скважины.

- 5 Рекомендация 2: изменяют объемный расход на величину, достаточную для установления указанного режима работы, предпочтительно изменяют объемный расход не менее чем на 30% от текущего (первого) режима работы скважины.

- 10 Рекомендация 3: период работы скважины на каждом режиме и время замера пластового шума рассчитывается с учетом средних фильтрационно-емкостных параметров пласта и геометрии залежи, 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 и/или
- 15 при непрерывной скорости во время спуска и/или подъема по скважине упомянутого устройства, и в котором измеряют текущее давление внутри ствола скважины посредством высокочувствительного датчика давления при постоянной скорости перемещения или на
- 20 стоянках датчика внутри скважины, и в котором устанавливают режим работы скважины путем задания текущего расхода и/или забойного давления, после чего анализируют полученные данные, по меньшей мере, одного параметра для определения пластового давления в призабойной зоне, а затем находят среднюю мощность пластового
- 25 шума в пределах каждого активного работающего пласта и на основе полученных значений мощности акустического шума пласта и замеров давления в стволе рассчитывают пластовое давление в призабойной зоне в каждом из работающих интервалов пластов с использованием гидродинамического мультифазного моделирования.

- 30 Отличительной особенностью изобретения является использование данных шумометрии минимум на одном режиме работы скважины и более, за счет чего предлагаемый способ позволяет оценить гидродинамические параметры пласта на контуре питания в том числе

и в интервалах не вскрытых перфорацией, имеющих прямое сообщение с перфорированными интервалами, или открытых стволах, тем самым повышая достоверность измерений пластового давления на контуре питания и гидродинамических параметров пласта, причем как

5 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.

10 Второй особенностью изобретения является наличие мультифазного гидродинамического симулятора, который позволяет определить пластовое давление и фильтрационно - емкостные свойства пласта (скин-фактор и подвижность на контуре питания) как для нагнетательных скважин, так и для добывающих при любом составе

15 флюида без необходимости остановки скважины.

Примером расширения области применения служит прежде всего возможность оценки пластового давления на контуре питания (то есть на расстоянии порядка 100 метров от ствола скважины). В силу ограничений технологии спектральной шумометрии по глубине

20 зондирования (а именно, регистрация пластовых шумов из ближних 3-5 метров пласта-коллектора), поэтому мощность пластового шума по данным шумометрии может нести информацию только о пластовом давлении только в призабойной зоне скважины. Основная особенность предлагаемого способа определения гидродинамических пластовых

25 параметров состоит в наличии этапа гидродинамического моделирования, который позволяет оценить пластовое давление и другие параметры пласта на контуре питания скважины. Тем самым существенно расширить область применения (именно характеристики пласта на контуре питания используются для планирования работ по

30 оптимизации разработки нефтегазовых месторождений). Помимо указанной области расширения можно также отметить возможность оценки пластовых характеристик (таких как проницаемость и скин-

фактор). Эти характеристики являются чрезвычайно важными на этапе оценки остаточных запасов углеводородов в пластах и планировании сценариев разработки всего месторождения в том числе и на поздних этапах его работы. Но прямые методы оценки этих пластовых характеристик являются весьма дорогостоящими (например, извлечение керна во время бурения и оценка характеристик в лаборатории и другие методы). Поэтому дополнительная информация о гидродинамических параметрах пласта по результатам использования указанного способа является еще одним существенным расширением его области применения.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ЧЕРТЕЖЕЙ

На Фиг. 1. - Результаты шумометрии на трех режимах работы нагнетательной скважины. Слева направо показана колонка глубины (DEPTH) в метрах, колонка конструкции скважины (WELL SKETCH), колонка гамма-каротажа (GR_OH), литологии (LITHOLOGY), колонка с замерами забойных давлений (PRESSURE), три спектральные панели с замерами шумометрии на трех различных режимах (SNL FLOWING1_2mm, SNL FLOWING2_3mm, SNL FLOWING3_4mm,) и колонка мощности пластовых шумов (NOISE POWER), полученная путем расчета мощности шума в интервале частот выше 5 кГц (выше интервала частот с шумами от потока флюида по колонне).

На Фиг. 2 - Результат моделирования в ПО PolyGon™ для нагнетательной скважины. На рисунке вверху показана динамика изменения давления (Pressure, Pwf) и мощности шума (Noise power, N) от времени во время смены и стабилизации трех режимов работы, внизу - динамика изменения расходов по пласту (Rate) от времени.

На Фиг. 3 - Результаты шумометрии на трех режимах работы добывающей скважины. Слева направо показана колонка глубины (DEPTH) в метрах, колонка конструкции скважины (WELL SKETCH), колонка гамма-каротажа (GR), литологии (LITHOLOGY), колонка с замерами забойных давлений (PRESSURE), три спектральные панели с замерами шумометрии на трех различных режимах (SNL FLOWING1_32",

SNL FLOWING1_24", SNL FLOWING1_16",) и колонка мощности пластовых шумов (NOISE POWER), полученная путем расчета мощности шума в интервале частот выше 10 кГц (выше интервала частот с шумами от потока флюида по колонне).

5 На Фиг. 4 - Результат моделирования в ПО PolyGon™ для добывающей. На рисунке сверху показана динамика изменения давления (Pressure, Pwf) и мощности шума (Noise power, N) от времени во время смены и стабилизации трех режимов работы, внизу - динамика изменения расходов по пласту (Rate) от времени.

10 На Фиг. 5 - Результаты шумометрии на одном режиме работы добывающей скважины. Слева направо показана колонка глубины (DEPTH), колонка конструкции скважины (WELL SKETCH), литологии (LITHOLOGY), колонка проницаемости (PERM), спектральная панель с замером шумометрии.

15 На Фиг. 6 - Результат моделирования в ПО PolyGon™ для добывающей скважины на одном рабочем режиме. На рисунке сверху показана динамика изменения давления (Pressure, Pwf) и мощности шума (Noise power, N) от времени во время смены и стабилизации режима работы скважины, внизу - динамика
20 изменения расходов по пласту (Rate) от времени.

ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения гидродинамических параметров пластов многопластовой скважины включает установление по меньшей мере одного рабочего режима, характеризующегося наличием потока
25 движущегося флюида как по стволу скважины, так и в одном и более продуктивных пластах. Затем измерение забойного давления в работающей скважине на одном или более режимах её работы, измерения мощности пластового шума на одном или более режимах работы скважины и последующую обработку результатов.
30 Особенностью предлагаемого способа является то, что работа пласта характеризуется данными по акустической мощности шума и давлением напротив активного интервала работы пласта.

Важную роль играет длительность работы скважины на режиме, так как требуется некоторое время прежде чем скважина выйдет на новый режим. Длительность этого периода определяется петрофизическими свойствами пласта. Тем больше подвижность пласта, тем быстрее скважина выйдет на режим. Конкретные оценки длительности могут быть даны только по итогам гидродинамических исследований на скважине (исследование кривых падения и восстановления давления).

Измерения с помощью устройства для объективного измерения уровня громкости звука на различных частотах (скважинного шумомера) производятся во время спуска и/или подъема по скважине устройства. Измерения также могут производиться как на стоянках, так и во время движения устройства на спуске или на подъеме. Более предпочтительным являются измерения со стоянками, так как тем самым шумы от движения будут исключены естественным образом.

При измерении со стоянками стоянки могут иметь длительность от 10 секунд и выше. Рекомендуемым расстоянием между стоянками является 1 метр, однако, это расстояние может быть сделано и меньше, и больше в зависимости от общего времени исследования. Стоит отметить, что одновременно в исследовании могут принимать участие несколько устройств измерения громкости звука, тогда шаг между стоянками может быть увеличен пропорционально числу устройств (например, при использовании одновременно трех устройств шаг между стоянками должен быть увеличен до 3 метров).

При исследованиях на постоянной скорости (на протяжке) требуется соблюдать ограничение по скорости, например, не выше 2 метров в минуту. При этом допускается использование резиновых центраторов для уменьшения акустического шума, возникающего при трении корпуса устройства о стенки скважины.

Исходные данные, зарегистрированные устройством для объективного уровня громкости звука, должны быть обработаны для вычисления мощности акустического шума от активных

пластов-коллекторов. Для этого необходимо воспользоваться одним из следующих способов.

Если измерения проводились с регистрацией данных во временной области, то для последующих расчетов необходимо
5 оценить полную мощность шума, найденной как сумма квадратов амплитуд исходных временных данных, зарегистрированных во время измерений.

Если регистрация данных осуществлялась непрерывным образом с определенной частотой дискретизации, то необходимо разделить
10 всю непрерывную запись данных на временные интервалы (например, на интервалы по 1024 точки для удобства последующих вычислений). И найти мощность акустических сигналов для каждой из записей.

Если измерения проводились со стоянками, то мощность шума
15 во время стоянки надо усреднить. Для усреднения может быть использована одна из известных статистических оценок (арифметическое среднее, медианное усреднение, мода и др.). В результате такой обработки данных получается набор значений средней мощности шума на каждой из стоянок. Затем необходимо
20 определить среднее значение мощности шума в интервале работы каждого из активных пластов-коллекторов.

Зоны активной работы пластов-коллекторов могут быть определены, например, по кривой мощности шума, отложенной по глубине. Для этого необходимо определить положение всех
25 наиболее значимых максимумов и определить интервалы глубин вблизи этих максимумов, где кривая мощности шума лежит выше фоновых значений. За фоновое значение принимается значение на кривой мощности шума, соответствующее участку выше зоны перфорации, напротив которого отсутствуют проницаемые зоны (то
30 есть там, где может быть лишь шум от потока по стволу). После определения зон активной работы пластов следует найти среднее значение мощности шума в каждом из них. Для усреднения может

быть использована одна из известных статистических оценок (арифметическое среднее, медианное усреднение, мода и др.) Из полученных усредненных значений мощности шума следует вычесть значения фоновых шума, найденного ранее. Такую процедуру
5 следует провести для каждого из режимов работы скважины.

Зоны активной работы пластов могут также быть определены на основе визуального или автоматизированного анализа спектральных панелей. Для этого исходные данные, зарегистрированные устройством для объективного измерения
10 громкости звука анализируются с использованием одного из методов спектрального анализа, например, Фурье-преобразования. Полученные спектры акустического шума (либо спектральные плотности мощности шума) визуализируются в виде цветных спектральных панелей, где по вертикали отложена глубина, по
15 горизонтали – частота, а цветом отображены амплитуды спектров. Если измерения в скважине производились на непрерывной скорости, то визуализируется каждый спектр. Если измерения проводились на стоянках, то в пределах стоянки спектральная плотность шума независимо для каждой гармоники должна быть
20 усреднена с использованием одного из известных методов усреднения (арифметическое среднее, медианное усреднение, мода и др.).

Для того, чтобы определить зоны активной работы пласта-коллектора с использованием спектральной панели, необходимо
25 выделить зоны по глубине, где амплитуда спектральной плотности шума превышает уровень фоновых шума. Уровень фоновых шума определяется по амплитуде шума, равномерно распределенного на спектральных панелях, а также в областях напротив неперфорированных интервалов обсадной колонны, где отсутствуют
30 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 протяжённость по глубине (больше 30 метров, например), а также сосредоточен в области низких частот, например, ниже 1-5 кГц.

Для выделения локализованных шумов от работы пласта-коллектора может быть использован один из методов фильтрации, например, на основе пороговой вейвлет-фильтрации, либо с вычитанием медианного тренда. 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 анализе пространственных и частотных особенностях спектральных составляющих на цветовой спектральной панели.

Расчет средней мощности пластового шума также может быть произведен с использованием спектральной панели. Для этого во всем интервале необходимо рассчитать сумму квадратов амплитуд спектральной плотности шума и разделить на размер частотного диапазона, по которому производится суммирование. Различные устройства для измерения громкости звука могут обладать различным частотным диапазоном. Полученная кривая мощности шума для различных глубин обрабатывается одним из указанных ранее способов. Использование спектральных панелей для оценки мощности шума обладает тем преимуществом, что можно осуществить расчет мощности шума не по всему частотному диапазону частот, а только по диапазону, в котором зарегистрированы шумы от работы пласта коллектора. Исключая тем самым влияние частотных составляющих, обусловленных движением потока флюида внутри колонны.

В основе дальнейших расчетов лежит предположение о том, что мощность шума N от работающего интервала пласта в зависимости от времени и расстояния до ствола скважины пропорциональна градиенту давления и скорости потока.

$$\frac{dN(t, \mathbf{r})}{dV} = -A \mathbf{u}(t, \mathbf{r}) \nabla P(t, \mathbf{r}) \quad (\text{Уравнение 1})$$

Коэффициент пропорциональности A в уравнении 1 является постоянным для конкретного прибора, конкретного пласта с одинаковым компонентным составом флюида. Такая зависимость подтверждена многочисленными лабораторными и скважинными исследованиями.

Уравнение (1) является полуэмпирическим. 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 $N = K \cdot Q \cdot (P - P_{nl})$, где Q - объемный расход, K -коэффициент пропорциональности.

Линейную скорость потока флюида по пласту и приложенный градиент давления связывает в свою очередь уравнение Дарси:

$$\mathbf{u}(t, \mathbf{r}) = -\frac{k}{\mu} \nabla P \quad (\text{Уравнение 2})$$

В результате шум, регистрируемый устройством, с учетом коэффициента затухания шума β определяется как:

$$N(t) = 4\pi A(k/\mu) \int_{r_w}^{r_e} (\nabla P)^2 \exp(-\beta r) r^2 dr \quad (\text{Уравнение 3})$$

Давление в стволе скважины на глубине залегания пласта на n -м режиме работы может быть описано следующим образом:

$$P_n(t) = P_{nl} - (Q_n - Q_{n-1}) \sum_{i=1}^n P_u(t_n - t_m^0, \theta) \quad (\text{Уравнение 4}),$$

где $p_u(t, \theta)$ - одно из аналитических решений линейного уравнения

течения слабо сжимающейся жидкости $\frac{1}{r} \frac{\partial(r \frac{\partial p}{\partial r})}{\partial r} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial p}{\partial t}$ (уравнение

пьезопроводности, χ -коэффициент подвижности) относительно давления в стволе скважины, включающейся с единичным дебитом, вид функции $p_u(t, \theta)$ зависит от выбранной модели пласта, Q_n - дебит во время n -го режима, t_n - время замера, t_{n0} - время переключения на n -й режим, θ - вектор параметров пласта (включающий скин-фактор и подвижность пласта). Считая, что $\tilde{N} = a \cdot Q \cdot (P - P_{nl})$, $\tilde{N}$ - обработанные показания прибора, a - коэффициент пропорциональности постоянный для конкретного прибора и конкретного пласта, можно переписать уравнение 4 следующим образом:

$$P_n = P_{nl} - \left(\frac{\tilde{N}_n}{a \cdot (P_{nl} - P_n)} - \frac{\tilde{N}_{n-1}}{a \cdot (P_{nl} - P_{n-1})} \right) \cdot \sum_{i=1}^n p_u(t_n - t_{n0}, \theta)$$

Таким образом можно записать систему из n нелинейных уравнений по одному для каждого режима:

$$\begin{cases} P_1 = P_{nl} - \left(\frac{\tilde{N}_1}{a \cdot (P_{nl} - P_1)} \right) \cdot \sum_{i=1}^1 p_u(t_1 - t_1^0, \theta) \\ \dots \\ P_n = P_{nl} - \left(\frac{\tilde{N}_n}{a \cdot (P_{nl} - P_n)} - \frac{\tilde{N}_{n-1}}{a \cdot (P_{nl} - P_{n-1})} \right) \cdot \sum_{i=1}^n p_u(t_n - t_n^0, \theta) \end{cases} \quad (\text{Уравнение 5})$$

Данная система может быть решена численно, относительно P_{nl} , a , θ путем минимизации суммы квадратов невязок между правыми и левыми частями уравнений, используя алгоритмы численной оптимизации.

Численные эксперименты показали, что для получения надежной оценки P_{nl} при использовании модели

однородного бесконечного пласта ($p_u = \frac{B}{4\pi\sigma} (E_i(-\frac{r^2}{4\chi}) + 2S)$, где B - объемный коэффициент флюида, σ - гидропроводность пласта, χ - пьезопроводность пласта, $E_i(x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$ - экспоненциальная

интегральная функция, S - скин-фактор скважины, достаточно замеров шума и давления в стволе скважины во время работы. При этом удастся получить оценки $P_{пл}$, a и комплекса χe^{2s} . Использование замеров более, чем с 3-х режимов работы

5 позволяет повысить достоверность оценки. Также могут быть использованы другие модели пласта, в этом случае для получения достоверной оценки, могут понадобиться замеры с более чем 3-х режимов работы, либо ввод дополнительной априорной информации о пласте

10 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 резервуарному шуму, для которых

15 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

20 1), при этом режим 1 может соответствовать 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

25 давления, причем измерения производятся на постоянной скорости перемещения или на стоянках во время спуска прибора внутри ствола скважины (либо на непрерывном подъеме соответственно).

При необходимости, можно произвести второе и третье измерение текущего пластового шума, где второй режим соответствует либо

30 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
5 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,
10 но при этом не будет приводить к снижению достоверности измерений. После этого производят измерение текущего давления внутри ствола скважины.

Затем находят профили мощности шума с использованных исходных записей шума во временной области либо на основе обработки
15 панелей спектральной плотности шума, усредняют профили мощности шума с учетом фоновых шумов в пределах активных интервалов пластов и рассчитывают гидродинамические параметры всех активных пластов (пластового давления на контуре питания скважин, коэффициент подвижности и скин-фактор) с использованием уравнения
20 5.

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.

25 **Пример 1. Определение пластового давления на контуре питания в многопластовой нагнетательной скважине.**

Данный пример относится к месторождению в Западной Сибири. Песчаник с большой расчлененностью коллекторов. Исследовалась нагнетательная скважина. Согласно технологии, на первом этапе
30 были проведены исследования TSNL (Triple Rate Spectral Noise Logging – шумометрия на трех режимах работы скважины). Далее, на втором этапе, были проинтерпретированы результаты шумометрии. Был

выделен один работающий интервал (Фиг. 1). Мощности шума для трех режимов работы скважины оказались равными соответственно 1600 мВ², 4670 мВ² и 6500 мВ². На финальном этапе, используя давления в стволе скважины на кровлю работающего пласта (3980 psi, 4940 psi и 5150 psi) и время замеров в качестве входных параметров, в программном комплексе PolyGon™ было рассчитано пластовое давление (2980 psi) и Скин Фактор (-2) (Фиг. 2).

Пример 2. Определение пластового давления на контуре питания в многопластовой добывающей скважине.

Данный пример относится к месторождению в Персидском заливе с карбонатными коллекторами. Исследовалась добывающая скважина. Согласно изложенному в примере 1 плану, были проведены исследования TSNL. Далее результаты шумометрии интерпретировались. Было выделено два работающих интервала (Фиг. 3). Из-за практически отсутствия отличий в мощности шума в верхнем пласте не было возможности определить пластовое давление. В нижнем пласте мощности шума оказались равными соответственно 14000 мВ², 5000 мВ² и 100 мВ². Зная давления в стволе скважины на кровлю работающего пласта (3100 psi, 3200 psi и 3330 psi) и время замеров, в программном комплексе PolyGon™ было рассчитано пластовое давление - 3360 psi и Скин Фактор (-1) (Фиг. 4).

Пример 3. Определение пластового давления на контуре питания в многопластовой скважине в случае установления одного рабочего режима скважины (Фиг. 5).

Данный пример показывает применимость метода для замера методом SNL на одном режиме работы скважины. В приведенном примере добыча ведется по заколонному пространству, и расход не может быть померен обычным расходомером. Измеряя шум рабочего резервуара методом SNL, учитывая коэффициент пересчета мощности шума в расход из зависимости $N \sim k \cdot Q^2$ (коэффициент k оценивается в лаборатории), задав скин фактор и проницаемость, ПО PolyGon

(фиг.6) определяет пластовое давление (3960 psi) на контуре питания для рабочего пласта.

В то время, как настоящая заявка описывает конкретные аспекты настоящего изобретения, возможны многочисленные модификации и вариации, которые будут очевидны специалистам в данной области техники после изучения раскрытия изобретения, в том числе использование эквивалентных функциональных и/или структурных аналогов для тех элементов, которые описываются в настоящем документе. Например, специалисту в данной области техники будет очевидно, что изобретение не должно быть ограничено реализацией с использованием любого конкретного датчика или прибора (т.е. обычные гидрофоны, манометры могут быть использованы в качестве инструментов настоящего изобретения). Все подобные вариации, которые очевидны специалистам в данной области техники, считаются входящими в объем настоящего изобретения, которое определено в прилагаемой формуле изобретения. Для пояснения настоящего описания следует отметить, что фраза «отличающийся тем» означает «включающий в себя, но не ограничивающийся этим».

ФОРМУЛА

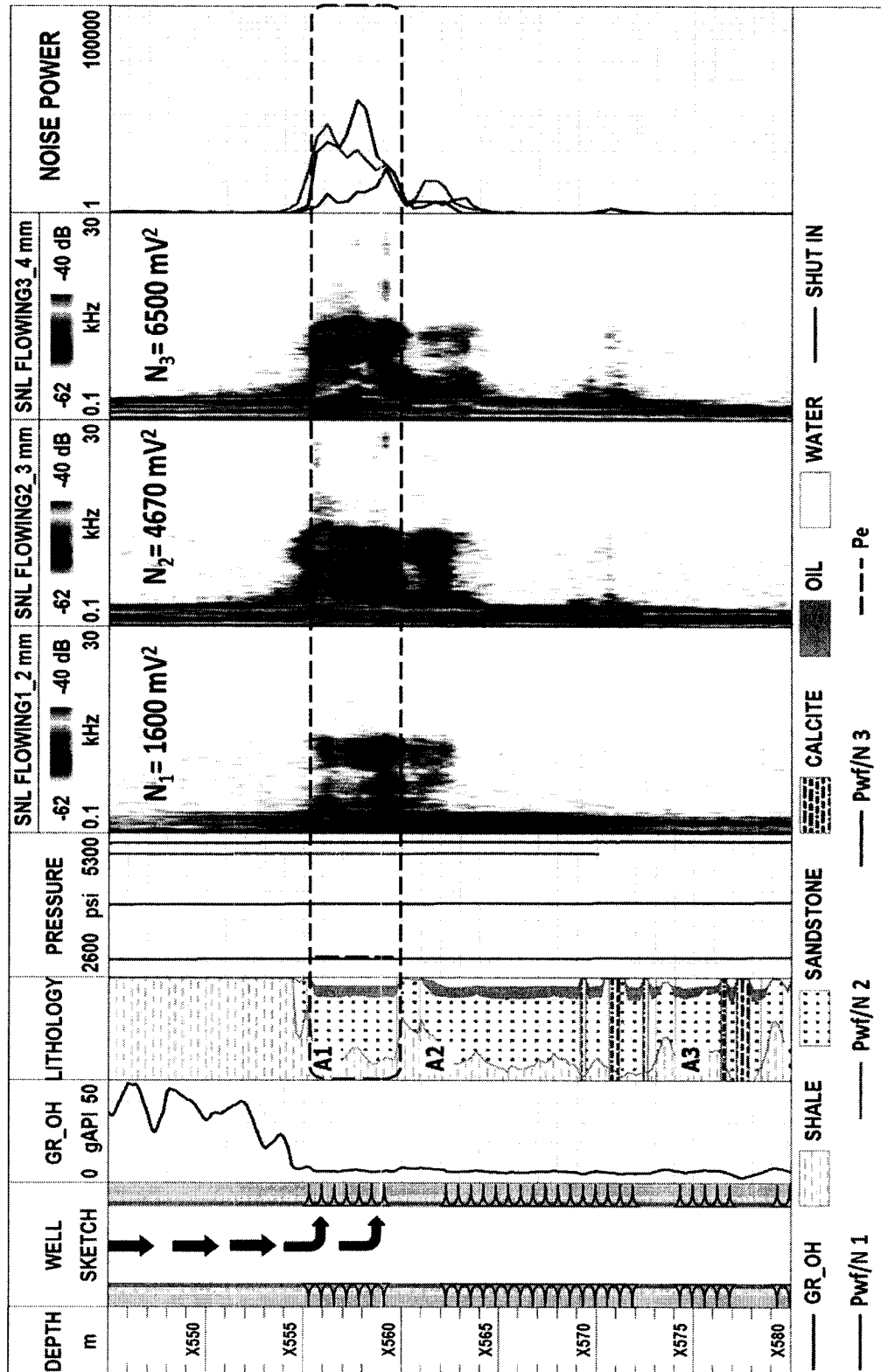
1. Способ определения гидродинамических параметров пласта отдельно для каждого из работающих пластов, включающий:

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

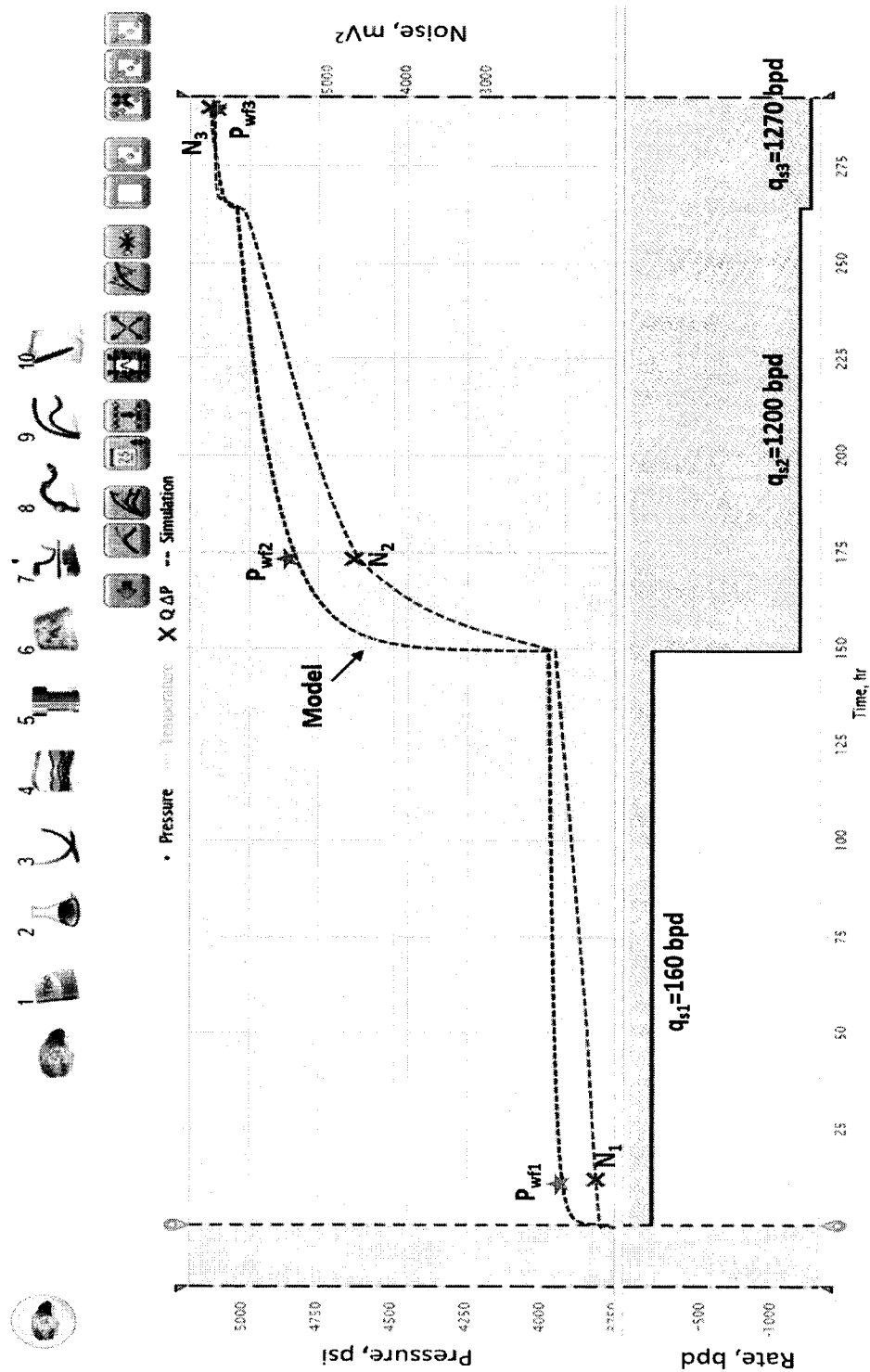
измерение по меньшей мере одного параметра, характеризующего поток флюида, и акустические данные шумометрии от потока флюида по пласту;

расчет мощности шума на основе акустических данных шумометрии от потока флюида по пласту и последующее гидродинамическое мультифазное моделирование для определения гидродинамических параметров отдельно для каждого идентифицированного пласта.

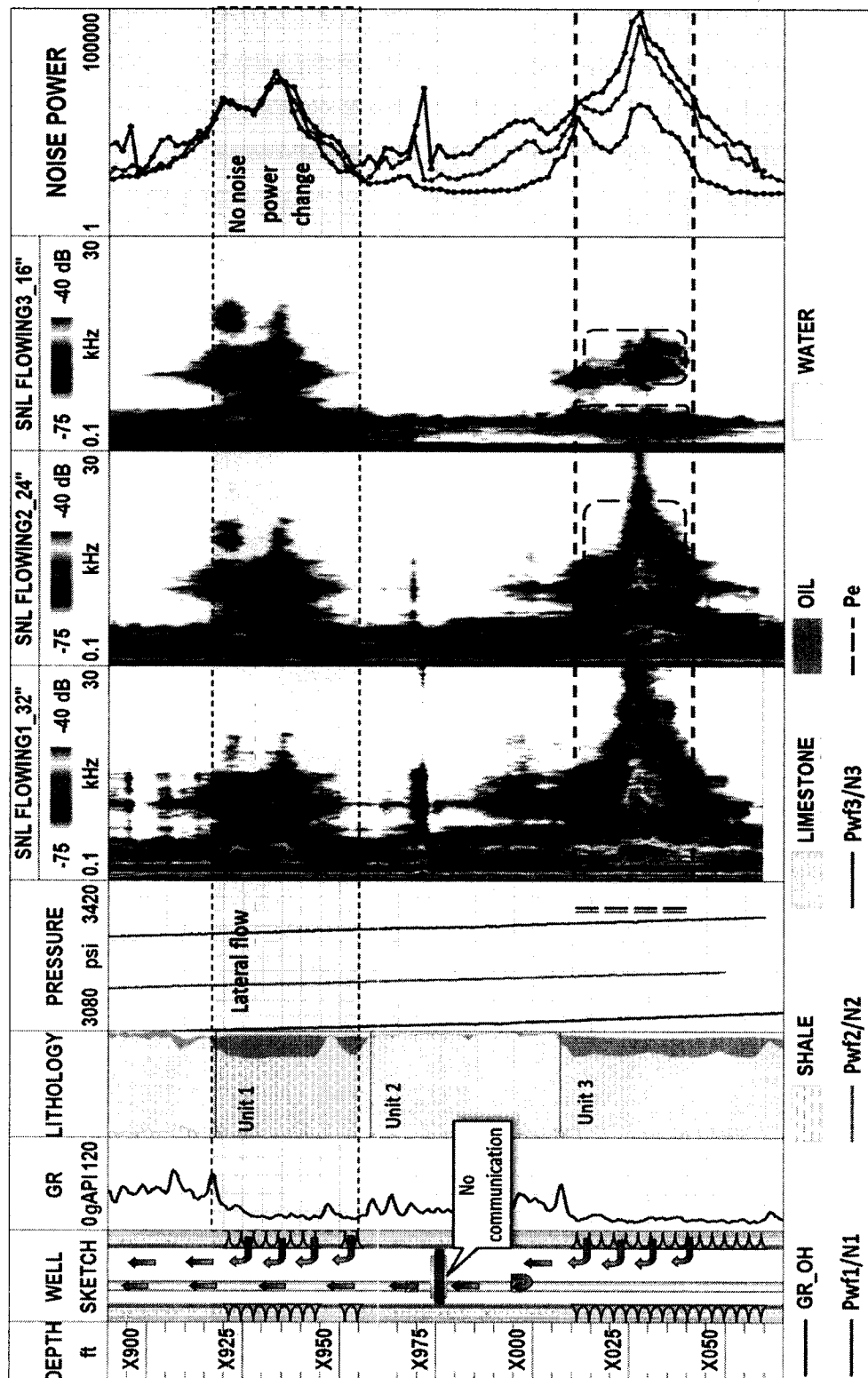
2. Способ по п. 1, в котором в качестве параметра, характеризующего поток флюида, измеряют, по меньшей мере, давление в стволе скважины.



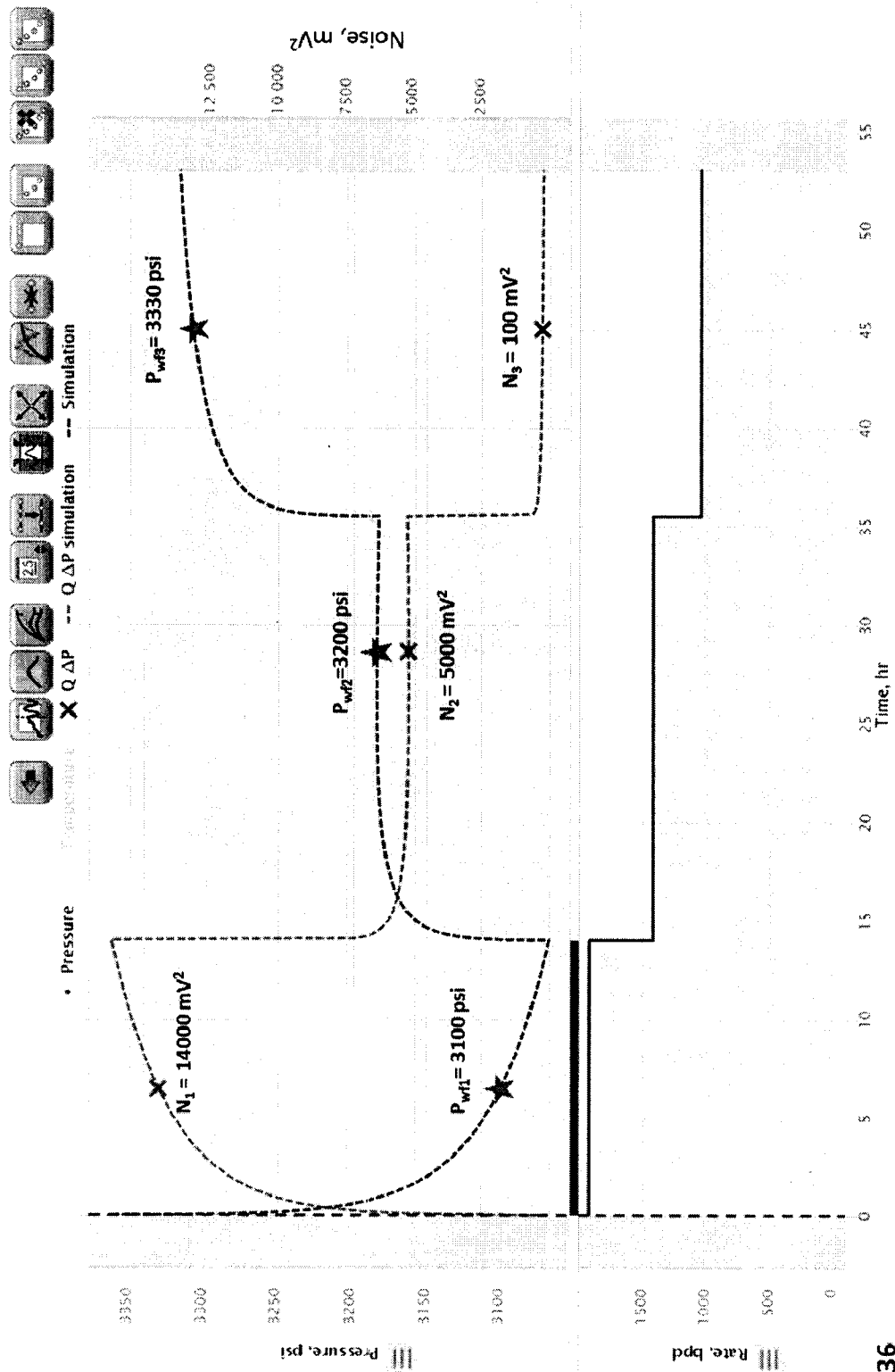
Фиг. 1. Результаты шумометрии на трех режимах работы магнетательной скважины



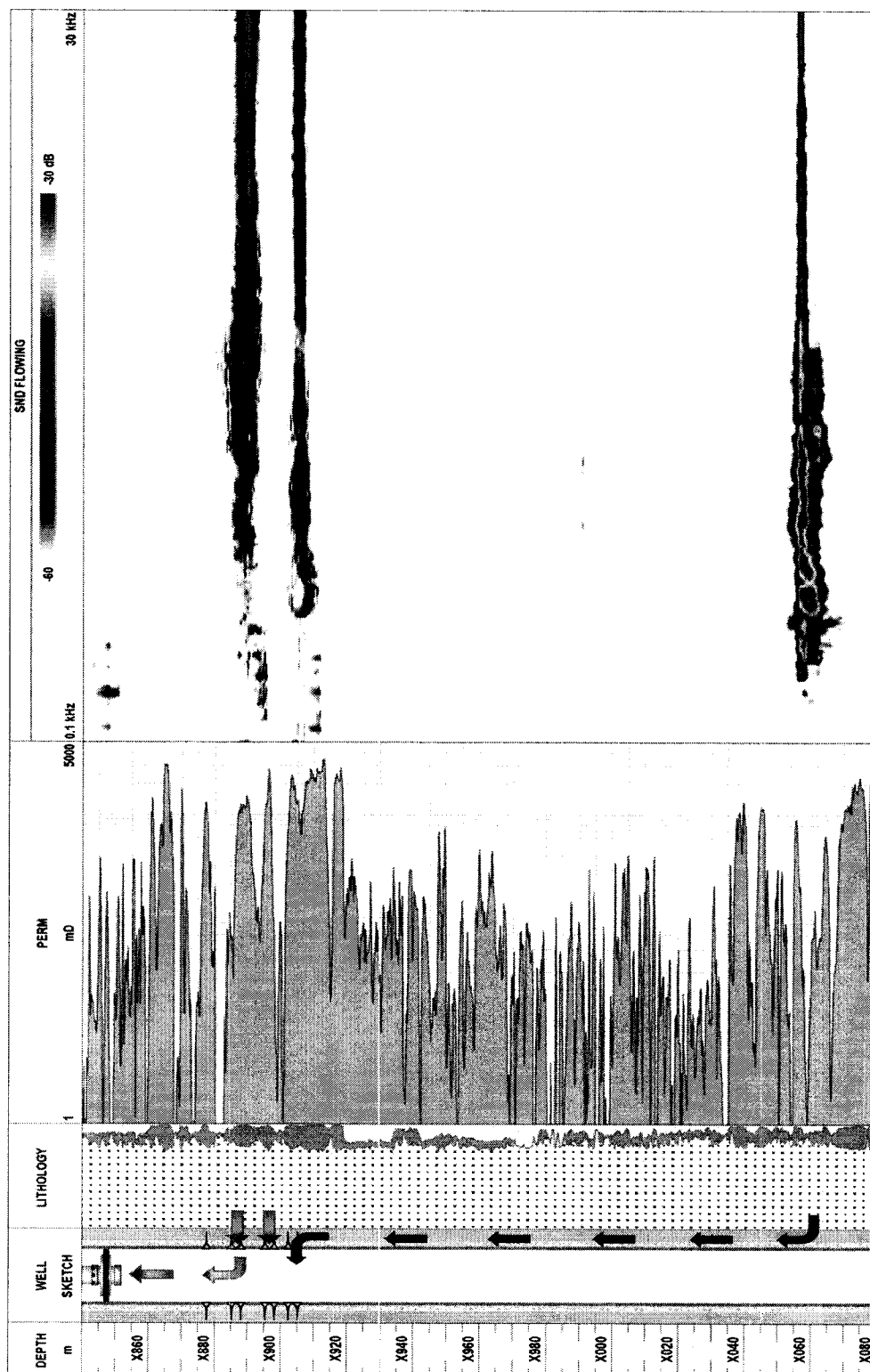
Фиг. 2. Результат моделирования в ПО PolyGon™ для
нагнетательной скважины



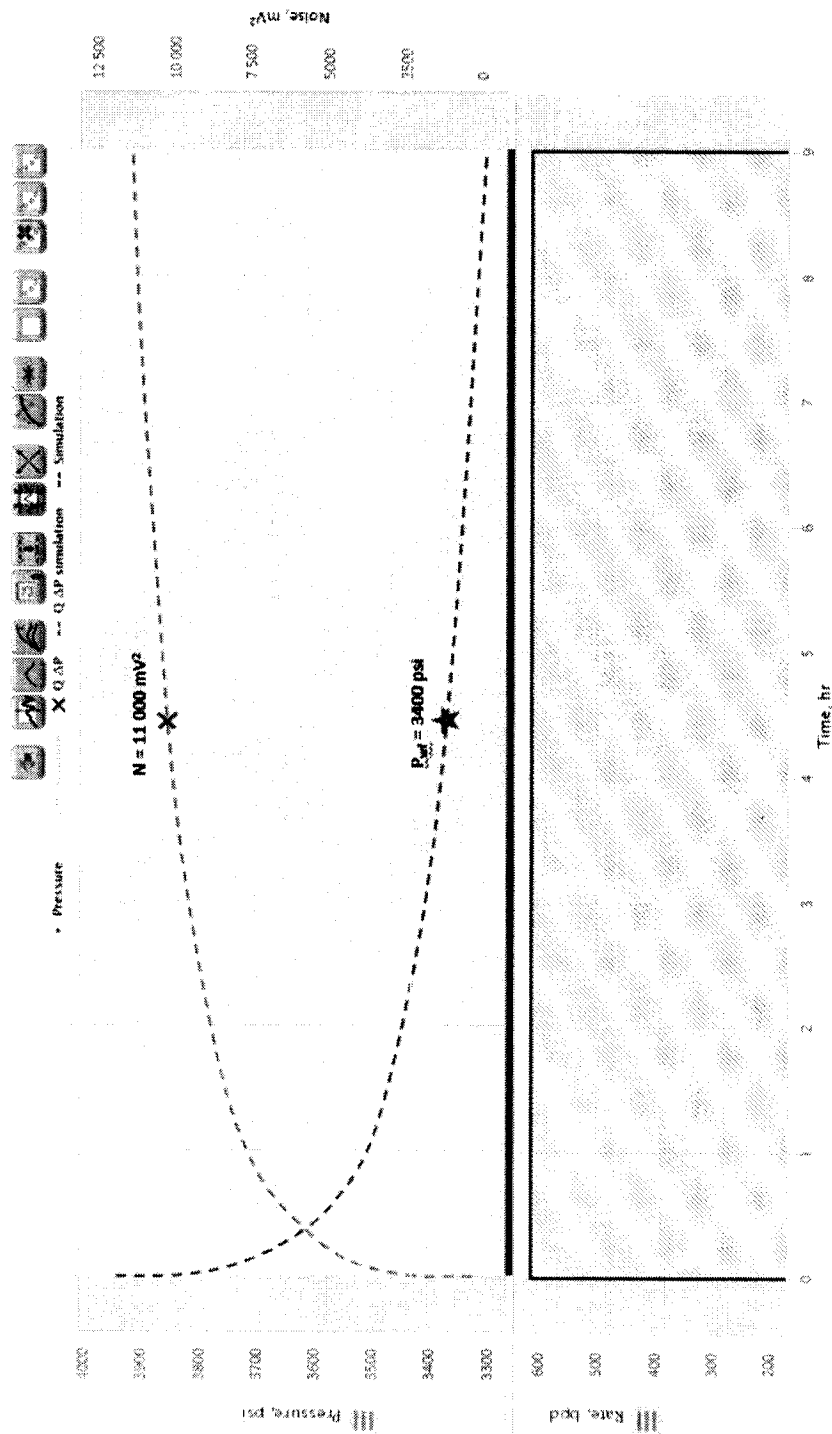
Фиг. 3. Результаты шумометрии на трех режимах работы добывающей скважины



фиг. 4. Результат моделирования в ПО PolyGon™ для добывающей скважины



Фиг. 5. Результаты шумометрии на одном режиме работы
добывающей скважины



фиг. 6. Результат моделирования в ПО PolyGon™ для добывающей скважины на одном рабочем режиме

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ
ПОИСКЕ(статья 15(3) ЕАПК и правило 42
Патентной инструкции к ЕАПК)Номер евразийской заявки:
201700023

Дата подачи: 11 января 2017 (11.01.2017)		Дата испрашиваемого приоритета:
Название изобретения: Способ определения гидродинамических параметров многопластовых скважин		
Заявитель: ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "СОНОГРАМ"		
☐ Некоторые пункты формулы не подлежат поиску (см. раздел I дополнительного листа) ☐ Единство изобретения не соблюдено (см. раздел II дополнительного листа)		
А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ: E21B 47/107 (2012.01) E21B 47/06 (2012.01) G06G 7/48 (2006.01)		
Согласно Международной патентной классификации (МПК) или национальной классификации и МПК		
Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:		
Минимум просмотренной документации (система классификации и индексы МПК)		
E21B 47/00, 47/06, 47/10, 47/107, 47/12, G01V 1/00, 1/40, 1/48, 9/00, G06G 7/00, 7/48		
Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в область поиска:		
В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ		
Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
Y	RU 2473803 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ-ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ") 27.01.2013, реферат, с. 3, строки 1-5, с. 7, строки 26-30	1-2
Y	EA 201400080 A1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ТГТ ПРАЙМ" (ООО "ТГТ ПРАЙМ")) 30.06.2015, п.п. 1-24 формулы	1-2
A	GB 2504918 A (TGT OIL AND GAS SERVICES FZE) 19.02.2014	1-2
A	US 2002/0013687 A1 (PETER J. ORTOLEVA) 31.01.2002	1-2
☐ последующие документы указаны в продолжении графы В ☐ данные о патентах-аналогах указаны в приложении		
* Особые категории ссылочных документов: "А" документ, определяющий общий уровень техники "Е" более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее "О" документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д. "Р" документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета "D" документ, приведенный в евразийской заявке		
"Т" более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения "Х" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности "У" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории "&" документ, являющийся патентом-аналогом "L" документ, приведенный в других целях		
Дата действительного завершения патентного поиска:		22 мая 2017 (22.05.2017)
Наименование и адрес Международного поискового органа: Федеральный институт промышленной собственности РФ, 125993, Москва, Г-59, ГСП-3, Бережковская наб., д. 30-1. Факс: (499) 243-3337, телетайп: 114818 ПОДАЧА		Уполномоченное лицо :  Т. А. Леднева Телефон № (499) 240-25-91