

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **047349**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2024.07.08**

(21) Номер заявки  
**202393569**

(22) Дата подачи заявки  
**2023.12.28**

(51) Int. Cl. **E21B 7/06** (2006.01)  
**G01V 11/00** (2006.01)  
**G06F 30/20** (2020.01)  
**G06F 119/18** (2020.01)

---

(54) **СПОСОБ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА  
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ**

---

(43) **2024.07.05**

(96) **2023000228 (RU) 2023.12.28**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:  
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ  
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
"ГАЗПРОМНЕФТЬ-  
ЗАПОЛЯРЬЕ" (RU)**

(72) Изобретатель:  
**Кириченко Семён Александрович,  
Шаламов Вячеслав Викторович,  
Комков Александр Евгеньевич,  
Перевозкин Игорь Владимирович,  
Шкуратов Станислав Игоревич,  
Кибирев Артём Валерьевич, Фёдоров  
Максим Владимирович, Черепкова  
Анна Алексеевна, Зинатуллина Агата  
Мансуровна (RU)**

(74) Представитель:  
**Чугункина Л.А. (RU)**

(56) US-C-10007015  
НИКОЛАЕВ О.В. и др. ОПТИМИЗАЦИЯ  
КОНСТРУКЦИИ И РЕЖИМОВ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ  
СКВАЖИН НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМИ  
ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ И КЛИМАТИЧЕСКИМИ  
УСЛОВИЯМИ. НАУКА И ТЕХНИКА В  
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, 2021, № 2,  
с. 74-81

RU-C1-2786895  
EA-A1-201170931  
EP-A1-1728967  
CN-A-107843920

(57) В изобретении представлен способ оптимизации конструкции горизонтальной газовой скважины, при осуществлении которого выполняют определение геологического потенциала горизонтальной газовой скважины, включающее получение параметра фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), зависящего от параметра  $KLH$ , и итерационное осуществление следующих этапов: этап получения параметров  $K_1$ ,  $L_1$  и  $H_1$  при геофизических исследованиях скважин (ГИС) в процессе бурения; этап определения комплексного параметра  $KLH_1$  в процессе бурения с присвоенными предварительно определенными весовыми коэффициентами, с получением таким образом параметра ФЕС<sub>1</sub>; этап определения геологического потенциала горизонтальной скважины по параметру ФЕС<sub>1</sub>, при этом по результатам каждой итерации определения геологического потенциала выполняют одно из следующих действий: продолжают строительство скважины по установленному плану, или оптимизируют конструкцию скважины, или выполняют перебур скважины, или прекращают строительство скважины. Также заявлена система определения геологического потенциала горизонтальной газовой скважины. Способ и система позволяют увеличить добычу углеводородов в скважине и обеспечить оптимальную конструкцию горизонтальной газовой скважины.

**B1****047349****047349****B1**

Настоящее изобретение относится к способу определения геологического потенциала горизонтальной газовой скважины, с оптимизацией при этом ее конструкции, который позволяет с высокой степенью точности воспроизвести дебит, подтверждаемый последующим фактическим запуском скважины в работу.

По мнению заявителя, наиболее близким по технической сущности к заявленному изобретению является решение, известное из US 10007015 B2 (26.06.2018, МПК: G01V 1/30; G01V 1/50; G01V 11/00) под названием "Способы, системы и устройства для прогнозирования свойств коллектора". Данное известное решение раскрывает способы, устройства и машиночитаемые носители для прогнозирования добычи углеводородов из пласта. Способ включает в себя следующие этапы: прием или генерирование, с помощью по меньшей мере одного процессора, каротажных диаграмм на основе данных, собранных по меньшей мере из одной скважины в пласте; генерирование на основе каротажных диаграмм прогнозируемой производительности для по меньшей мере одной скважины; прием по меньшей мере одним процессором набора полевых данных для пласта, при этом набор полевых данных включает в себя полевые данные о местоположениях в трехмерном объеме подземного пласта; идентификацию прогнозируемой диаграммы дебита для по меньшей мере одной скважины в качестве одного или более целевых объектов, определение преобразования, связывающего промысловые данные и прогнозируемую диаграмму дебита для по меньшей мере одной скважины; и генерирование, с использованием преобразования, прогнозируемой добычи для каждого местоположения пласта. Общими признаками известного и заявленного способов являются прогнозирование геологического потенциала для горизонтальной газовой скважины, определение дебита. Однако, в известном способе не строят множество вариантов гидродинамической модели (ГДМ), для каждого варианта ГДМ не определяется дебит, а также не определяются параметры  $K$  - средняя абсолютная проницаемость пласта,  $L$  - эффективная длина горизонтальной части скважины и  $H$  - эффективная вскрываемая толщина пласта, равно как и результат их объединения - комплексный параметр  $KLH$ , а также количественно не учитывают весовые коэффициенты влияния данных параметров на дебит. Кроме того, известный способ требует слишком больших вычислительных затрат для оценки дебита скважины, так как потенциал скважины определяется расчетом дебита на гидродинамической модели, который может занимать до нескольких суток. Также, применяется аналитический расчет дебита по формулам, не обладающий достаточной степенью точности.

Техническим результатом заявленного изобретения является увеличение добычи углеводородов в скважине и превышение среднего планового дебита скважины, а также снижение средней длины горизонтальной газовой скважины за счет отказа от бурения неэффективной проходки, а также снижение средних стоимости, времени и трудозатрат на строительство скважин. Кроме того, обеспечивается оптимальная конструкция горизонтальной газовой скважины за счет определения ее геологического потенциала с высокой степенью точности непосредственно в процессе бурения (строительства) скважины по результатам оперативной интерпретации геофизических данных, с целью оценки достижения плановых показателей и принятия оперативных решений по продолжению строительства скважины.

Технический результат достигается с помощью заявленного способа оптимизации конструкции горизонтальной газовой скважины, при осуществлении которого выполняют определение геологического потенциала горизонтальной газовой скважины, включающее следующие этапы: этап получения изменяемых и неизменяемых параметров, в том числе средней абсолютной проницаемости пласта ( $K$ ), эффективной длины горизонтальной части скважины ( $L$ ) и эффективной вскрываемой толщины пласта ( $H$ ); этап определения диапазона и шага для каждого изменяемого параметра; этап построения множества вариантов гидродинамической модели (ГДМ) для каждого значения из диапазона изменяемых параметров с заданным шагом и с использованием неизменяемых параметров; этап определения дебита скважины для каждого варианта ГДМ; этап получения комплексного параметра  $KLH$  для каждого варианта ГДМ путем объединения параметров абсолютной проницаемости пласта ( $K$ ), эффективной длины горизонтальной части скважины ( $L$ ) и эффективной вскрываемой толщины пласта ( $H$ ); этап сопоставления дебита с комплексным параметром  $KLH$  для каждого варианта ГДМ, с получением зависимости дебита от комплексного параметра  $KLH$ ; этап сглаживания зависимости дебита от комплексного параметра  $KLH$  путем присваивания весовых коэффициентов для параметров  $K$ ,  $L$ ,  $H$ , с получением параметра фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС); итерационное осуществление следующих этапов: этап получения параметров  $K_1$ ,  $L_1$  и  $H_1$  при геофизических исследованиях скважин (ГИС) в процессе бурения; этап определения комплексного параметра  $KLH_1$  в процессе бурения с присвоенными предварительно определенными весовыми коэффициентами, с получением таким образом параметра ФЕС<sub>1</sub>; этап определения геологического потенциала горизонтальной скважины по параметру ФЕС<sub>1</sub>, при этом по результатам каждой итерации определения геологического потенциала выполняют одно из следующих действий: продолжают строительство скважины по установленному плану, или оптимизируют конструкцию скважины, или выполняют перебур скважины, или прекращают строительство скважины.

Необходимость формирования комплексного подхода для выбора оптимальных технологических и геонавигационных решений в процессе строительства горизонтальных газовых скважин связана с рядом факторов, таких как сложное многофазальное строение разреза, низкая степень прогнозирования вторичных процессов, высокая изменчивость как по разрезу, так и по площади. В известных из уровня тех-

ники решениях потенциал скважины определяется путем расчета дебита на гидродинамической модели до момента бурения скважины, который может занимать до нескольких суток и более. Также применяется аналитический расчет дебита по формулам, не обладающий достаточной степенью точности. Заявленное изобретение позволит устранить данные недостатки уровня техники. В настоящем изобретении предложен способ оптимизации конструкции горизонтальной газовой скважины для определения (а также обеспечения) ее геологического потенциала, позволяющий спрогнозировать проектные зоны (районы) под бурение, провести предпроектную проработку и оценить различные геологические сценарии (то есть создать матрицу определения геологического потенциала) для сопровождения бурения горизонтальных участков скважин непосредственно в процессе бурения при строительстве скважины.

В заявленном способе перед бурением скважины проводятся многовариантные определения требуемых параметров на основании синтетической секторной гидродинамической модели, в которой фиксируются средние технологические параметры для скважины. Под неизменяемыми параметрами подразумеваются параметры, значение которых неизменно во всех вариантах определений для данной скважины. Под изменяемыми параметрами (для конкретной скважины) подразумеваются параметры, значение которых меняется по времени. Определяемыми изменяемыми параметрами являются, по меньшей мере, следующие геологические параметры: средняя абсолютная проницаемость пласта ( $K$ ), эффективная вскрываемая толщина пласта ( $H$ ), средняя песчанность разреза, эффективная длина горизонтальной части скважины ( $L$ ), а также пластовое и устьевое давление. Описанные здесь геологические параметры получают по результатам анализа данных, получаемых при гамма каротаже (метод измерения естественного гамма-излучения для характеристики породы или осадка в скважине или буровой скважин), нейтронном каротаже (метод геофизических исследований, основанный на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и (или)  $\gamma$ -квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов), ядерно-магнитном каротаже (метод, основанный на изучении ядерной намагниченности горных пород в разрезе скважины, по его данным в разрезе скважины выделяются только коллекторы независимо от их литологии), каротаже сопротивлений (метод электрического каротажа, основанный на изучении удельного сопротивления) и плотностном каротаже (метод, предназначенный для определения плотности и индекса фотоэлектрического поглощения, связанного с эффективным атомным номером пород). Далее, для определенных изменяемых параметров определяются весовые коэффициенты, затем подбирается функция, которая описывает зависимость дебита от указанных выше параметров вместе с вышеуказанными определенными весовыми коэффициентами. После этого, по результатам интерпретации геофизических данных во время бурения и по полученным из этих данных фактическим изменяемым параметрам определяется текущий дебит скважины с использованием подобранной зависимости (функции) и определенных весовых коэффициентов, что позволяет, например, сделать вывод о нецелесообразности дальнейшего удлинения скважины (если дебит не будет увеличиваться от данного удлинения), или же при необходимости внести корректировки в процесс строительства скважины путем ее оптимизации ее конструкции (ее удлинения или укорачивания, бурения скважины типа Фишбон), что позволит увеличить дебит и, соответственно, увеличить количество добываемых углеводородов и сократить затраты на строительство скважины. Применение заявленного способа при бурении скважин позволяет существенно превысить плановые показатели и, как следствие, увеличить накопленную добычу углеводородов за счет точного определения геологического потенциала каждого участка (каждой проходки) горизонтальной скважины на основе точного определения параметра  $\Phi EC_1$  (параметр фильтрационно-емкостных свойств) для такого участка. Точность обусловлена использованием реальных определенных параметров этой скважины, на основе которых определяют комплексный параметр  $KLH$  и весовые коэффициенты для каждого из параметров ( $K$ ,  $L$ ,  $H$ ), входящих в этот параметр, который с высокой точностью позволяет определить геологический потенциал для последующих проходок, и соответственно для каждой такой проходки на основе определенного геологического потенциала определить дальнейшие действия по данной скважине для обеспечения максимальной добычи углеводородов (например, оптимизировать конструкцию скважины или продолжить строительство скважины по установленному плану). При этом сохраняются капитальные затраты, а также сокращаются операционные затраты, т.к. при оптимизации конструкции скважины подбираются оптимальные насосно-компрессорные трубы (НКТ) для обеспечения длительной, стабильной эксплуатации газовой скважины. Наиболее важным преимуществом заявленного способа является возможность принятия оперативных решений непосредственно во время сопровождения бурения на основе определенных дебитов, точность которых сопоставима с результатами определений на гидродинамической модели, и, соответственно, возможность оптимизировать конструкцию скважины во время ее строительства.

При осуществлении изобретения ГДМ может являться однородной и секторной ГДМ.

При осуществлении изобретения этап сглаживания путем присваивания весовых коэффициентов может осуществляться путем решения задачи линейной регрессии в виде представления комплексного параметра  $KLH$  суммой логарифмов.

При осуществлении изобретения геологический потенциал могут определять путем сравнения полученного параметра  $\Phi EC_1$  с предварительно определенным параметром  $\Phi EC$ . Данный предварительно

определенный параметр ФЕС определяют исходя из геологических особенностей участка разработки, типа конструкции скважины и т.п., в частности, на этапе предпроектной проработки, когда данные (ГИС, испытаний и т.д.) собирают и анализируют по конкретному месторождению/пласту, где приведены значения  $K$ ,  $L$ ,  $H$ . Если такие данные отсутствуют, используются данные месторождения аналога.

При осуществлении изобретения, если  $\text{ФЕС}_1$  выше предварительно заданного значения, бурение могут продолжать по плановой траектории с согласованной конструкцией или уменьшают длину скважины или уменьшают количество ее стволов.

При осуществлении изобретения, если  $\text{ФЕС}_1$  равен предварительно заданному значению, бурение могут продолжать по плановой траектории с согласованной конструкцией.

При осуществлении изобретения, если  $\text{ФЕС}_1$  ниже предварительно заданному значению, могут увеличивать длину скважины или корректировать ее базовую конструкцию.

При осуществлении изобретения, если  $\text{ФЕС}_1$  существенно ниже предварительно заданного значения, могут выполнить перебур скважины с разворотом по азимуту или прекратить строительство скважины.

Технический результат также обеспечивается с помощью системы определения геологического потенциала горизонтальной газовой скважины, содержащей по меньшей мере один процессор, оперативную память и машиночитаемые инструкции для выполнения способа, включающего следующие этапы: этап получения изменяемых и неизменяемых параметров, в том числе средней абсолютной проницаемости пласта ( $K$ ), эффективной длины горизонтальной части скважины ( $L$ ) и эффективной вскрываемой толщины пласта ( $H$ ); этап определения диапазона и шага для каждого изменяемого параметра; этап построения множества вариантов гидродинамической модели (ГДМ) для каждого значения из диапазона изменяемых параметров с заданным шагом и с использованием неизменяемых параметров; этап определения дебита скважины для каждого варианта ГДМ; этап получения комплексного параметра  $KLH$  для каждого варианта ГДМ путем объединения параметров  $K$ ,  $L$ ,  $H$ ; этап сопоставления дебита с комплексным параметром  $KLH$  для каждого варианта ГДМ, с получением зависимости дебита от комплексного параметра  $KLH$ ; этап сглаживания зависимости дебита от комплексного параметра  $KLH$  путем присваивания весовых коэффициентов для параметров  $K$ ,  $L$ ,  $H$ , с получением параметра фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС); итерационное осуществление следующих этапов: этап получения параметров  $K_1$ ,  $L_1$  и  $H_1$  при геофизических исследованиях скважин (ГИС) в процессе бурения; этап определения комплексного параметра  $KLH_1$  в процессе бурения с присвоенными предварительно определенными весовыми коэффициентами, с получением таким образом параметра  $\text{ФЕС}_1$ ; этап определения геологического потенциала горизонтальной скважины по параметру  $\text{ФЕС}_1$ .

#### **Краткое описание чертежей**

На фиг. 1 и 2 представлены примеры типовой гидродинамической модели. На фиг. 1 обозначением "W 700" названа скважина, а на фиг. 2 она обозначена линией.

На фиг. 3 представлен пример матрицы определения геологического потенциала, то есть изменения стартового дебита скважины в зависимости от изменения параметра фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и длины скважины.

На фиг. 4 приведен пример графика зависимости стартового дебита скважины от комплексного параметра  $KLH$ .

На фиг. 5 приведен пример преобразованного графика комплексного параметра  $KLH$  (то есть параметра ФЕС).

На фиг. 6 приведен пример использования созданной матрицы определения геологического потенциала.

На фиг. 7 приведена блок-схема принятия решений по строительству (в том числе бурению) скважины для обеспечения геологического потенциала скважины на основе матрицы.

#### **Осуществление изобретения**

Ниже приведен пример осуществления заявленного способа, наглядно демонстрирующий принцип действия заявленного изобретения.

Определение геологического потенциала в процессе бурения и оперативные решения по выбору типа заканчивания горизонтального участка и траектории скважины принимаются на основании полученной геолого-геофизической информации, определяемой в рамках непрерывного геонавигационного мониторинга 24/7 по данным каротажа во время бурения (LWD).

Для оценки стартового дебита скважины применяются гидродинамические модели (ГДМ) (которые могут быть однородными и секторными). В качестве исходных данных, т.е. изменяемых и неизменяемых параметров (таких как свойства пласта и флюидов; конструкция и траектория скважины; режимы эксплуатации скважины и др.) используются осредненные/ типовые параметры полномасштабных гидродинамических моделей. Пример типовой гидродинамической модели представлен на фиг. 1 и 2.

После подготовки типовой гидродинамической модели определяются сценарии геологического строения и конструкции скважины (диаметр насосно-компрессорной трубы (НКТ) и тип заканчивания). Вариативность параметров пласта в районах строительства скважин связана с ожидаемым разрезом горизонтального участка проводки. По результатам анализа геолого-геофизической и промысловой информа-

ции для целей сопровождения эксплуатационного бурения в качестве исходных данных анализируется геолого-геофизическая и промысловая информация, а также используются параметры, представленные в табл. 1, с целью формирования матрицы определения геологического потенциала.

Таблица 1

## Исходные данные для формирования определения геологического потенциала

Степень изменчивости параметра	Данные	Способ учета в ГДМ/получение данных
Меняются в процессе многовариантных определений параметров	К (Проницаемость)	Задается напрямую (10-800 мД)/получают при ГИС
	Н (Толщина пласта)	Нэфф - задается через комбинацию Нобщ и Кпесч/ получают при ГИС и физическом бурении
	L (Длина скважины)	Лэфф - задается через длину скважины и Кпесч/получают при ГИС и физическом бурении
	Рпл	Факт ГДИ/получают при ГИС
	Диаметр НКТ (насосно - компрессорные трубы)	Учитывается при построении VFP-таблицы/представляет собой характеристику применяемого оборудования
	Тип заканчивания	Задаются ожидаемые проектные конструкции/представляет собой характеристику применяемого оборудования
Фиксированы для каждого многовариантных определений параметров	Скин-фактор	Средний по фактическому фонду (0.8)/интерпретация давлений
	D-фактор	Средний по фактическому фонду (1.13E-05)/интерпретация давлений
	Потери на трение в вертикальном стволе	VFP-таблица/ интерпретация давлений
	Гидратообразование	VFP-таблица с учетом средних потерь на трение по фактическим скважинам (параметр трения Prosper 1.5)/интерпретация давлений
	Потери на трение в горизонтальном стволе	Модель многосегментной скважины/способ расчета
	Диаметр хвостовика	Учитывается в модели многосегментной скважины (с учетом заканчивания) /представляет собой характеристику применяемого оборудования
	Поток в стволе (в т.ч в скважине типа Фишбон)	Учитывается с помощью модели многосегментной скважины/способ расчета
	Устьевое давление	Принято в соответствии с действующим ПТД (проектный технологический документ)/данный параметр регистрируется датчиком давления, задается в ГДМ

Параметр трения определяется для каждой скважины при адаптации модели скважины в симуляторе (например, таком как Prosper) и подбирается таким образом, чтобы модель скважины воспроизводила фактические данные, полученные при гидродинамических испытаниях (ГДИ). Фактически он показывает, насколько сильно диаметр/шероховатость скважины отличается от заданного. Высокое значение параметра трения прямо свидетельствует о повышенном трении в стволе и повышенных гидравлических потерях, и косвенно - о проблемах с гидратообразованием или налипами остатков бурового раствора на стенки НКТ. Определения выполняются при постоянстве управляющего параметра - устьевого давления скважины, а диапазоны параметров могут быть уточнены в процессе реализации программы разбуривания с учетом особенностей пласта по факту бурения, выполнения программы испытаний и до изучения целевого пласта.

Далее, для каждого изменяемого параметра определяются диапазон и шаг. Диапазоны определяют согласно накопленной информации по разбуриваемому объекту, а шаг их изменения определяют в зависимости от чувствительности дебита к данному параметру и необходимой степени детализации определения параметров.

Далее, выполняют построение множества вариантов ГДМ для каждого значения из диапазона изменяемых параметров с заданным шагом и с использованием неизменяемых параметров. В рамках анализа влияния вышеперечисленных параметров на стартовый дебит, в зависимости от длины горизонтальной части скважины, выполняют многовариантные определения параметров для различных установочных давлений. Установочное давление относится к неизменяемым параметрам при определении параметров для одной конкретной скважины. Когда планируется к бурению следующая скважина, то для нее определяются новые неизменяемые параметры (они могут совпадать с прошлыми расчетами, но могут и не сов-

падать) на этапе предпроектной проработки, т.к. скважины бурятся с поверхности земли, и пласт вскрывают на разной глубине, Следовательно, давления также могут отличаться, то есть если определение параметров выполняется для конкретной скважины то параметр установочного давления неизменен; если определение выполняется уже для другой скважины, параметр установочного давления может измениться относительно значения параметра предыдущей скважины, Однако, в процессе многовариантных определений параметров значение установочного давления уже не меняется. Многовариантные определения параметров могут быть выполнены в любом симуляторе, например, в программном комплексе tNavigator. Для каждого варианта ГДМ определяется дебит скважины.

После этого, на основе многовариантных определений изменяемых и не изменяемых параметров с определенным дебитом создается так называемая матрица определения геологического потенциала (пример такой матрицы приведен на фиг. 3), позволяющая анализировать результаты бурения горизонтальной части скважины и принимать оперативные решения о достаточности эффективной длины горизонтальной части скважины на основании сопоставления стартовых дебитов и его изменения, например, на каждые 100 метров бурения скважины. Шаг определений выбран в качестве примера исходя из необходимой степени детализации и возможности вычислительных мощностей.

Ниже приведено более подробное описание принципа определения параметров и весовых коэффициентов в матрице определения геологического потенциала.

Влияние геологических параметров (средняя абсолютная проницаемость пласта, эффективная длина горизонтальной части скважины, эффективная вскрываемая толщина пласта) на стартовый дебит газовой скважины описывается общепринятой отраслевой формулой для расчета притока к горизонтальной скважине - формуле Джоши. Согласно формуле каждый параметр имеет свою степень влияния на стартовый дебит скважины.

$$Q_r = 86,4 * \frac{\pi k_h h T_0}{\mu z P_0 T} \frac{(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} (\ln \frac{\beta h}{r_{свр}(\beta + 1)})}$$

$$a = \frac{L}{2} \left[ 0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2Rk}{L}\right)^4} \right]^{0,5} \quad \beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

где  $z$  - коэффициент сверхсжимаемости в пл. условиях;

$h$  - эффективная толщина пласта, м;

$T_0$  - температура при стандартных условиях 293°K;

$P_{пл}$  - среднее пластовое давление, Па;

$P_{заб}$  - забойное давление, Па;

$\mu$  - вязкость газа в пластовых условиях, Па · с;

$P_0$  - атмосферное давление 103300 Па;

$T$  - пластовая температура, К;

$kh$  - горизонтальная проницаемость, м<sup>2</sup>;

$k_v$  - вертикальная проницаемость, м<sup>2</sup>;

$L$  - длина горизонтального участка скважины, м;

$r_{свр}$  - приведенный радиус скважины, м;

$$r_{свр} = r_{скв} \exp(-s)$$

$r_{скв}$  - радиус скважины, м;

$R_k$  - радиус контура притания, м;

$s$  - интегральный скин-фактор.

Однако авторами изобретения было обнаружено, что при разных значениях изменяемых параметров возможно получение схожего стартового дебита скважины. В связи с этим, а также для упрощения оценки влияния дополнительного бурения горизонтального ствола на стартовый дебит скважины, авторами изобретения предлагается новый способ определения геологического потенциала, в котором предусмотрено получение комплексного параметра KLN (график зависимости дебита от комплексного параметра KLN приведен на фиг. 4).

Комплексный параметр KLN представляет собой объединение нескольких параметров:

$K$  - средней абсолютной проницаемости пласта;

$L$  - эффективной длины горизонтальной части скважины;

$H$  - эффективной гидродинамически вскрываемой толщины пласта.

При многовариантных определениях параметров параметры  $K$ ,  $L$ , и  $H$  могут оказывать различное влияние на стартовый дебит скважины. В этой связи, для корректного прогноза дебита в настоящем изобретении каждому из данных параметров по отдельности присваиваются весовые коэффициенты, методика определения которых приведена ниже:

$Q$  - стартовый дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$K$  - абсолютная проницаемость пласта, мД;

$H_{эфф}$  - газонасыщенная толщина пласта (по вертикали) вскрытая скважиной от Т1 до Т2, м;

$H_{общ}$  - общая толщина пласта (по вертикали) вскрытая скважиной от Т1 до Т2, м

$NTG$  - значение песчаности, посчитанная следующим образом:  $NTG = H_{эфф}/H_{общ} L_{общ}$  - общая длина горизонтальной части скважины (от Т1 до Т2)  $L_{эфф}$  - длина горизонтальной части скважины, проведённой по коллектору (коллектор- это горная порода, обладающая способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке).

Для учета весовых коэффициентов в уравнении их легче всего задать, как степень. Произведение переменных можно представить как сумму их логарифмов.

$$Q = KL_{эфф}H_{эфф}$$

$$Q = (K_{эфф})^a L_{эфф}^b H_{эфф}^c$$

$$\ln Q = a \ln(K_{эфф}) + b \ln L_{эфф} + c \ln H_{эфф}$$

Таким образом, получается линейное уравнение логарифма дебита от логарифмов  $K$ ,  $L$  и  $H$ . Во избежание некорректного осреднения проницаемости и для учета веса толщин пропластков  $K$  заменяют на  $KN$ .

$$\ln Q = a \ln(KH_{общ}) + b \ln L_{общ} + c \ln H_{общ} + d \ln NTG$$

Коэффициенты  $a$ ,  $b$ ,  $c$  и  $d$  и есть искомые весовые коэффициенты. Также включен свободный член  $g$ . Весовые коэффициенты подбираются таким образом, чтобы минимизировать среднеквадратичную ошибку между левой и правой частями выражения

$$(\ln Q - (a \ln(KH_{общ}) + b \ln L_{общ} + c \ln H_{общ} + d \ln NTG + g))^2 \rightarrow \min,$$

Весовые коэффициенты определяются один раз для всех возможных диапазонов изменения геологических условий, при этом для различных НКТ весовые коэффициенты различаются. Подбор весовых коэффициентов осуществляется по результатам минимизации среднеквадратичной ошибки между искомой функцией и дебитом ГДМ

$$\text{Параметр ФЕС} = (KH_{общ})^a L_{общ}^b H_{общ}^c NTG^d e^g$$

$$Q = f(\text{Параметр ФЕС}, P_{пл})$$

По результатам присваивания весовых коэффициентов с учетом минимизации среднеквадратичной ошибки между левой и правой частями выражения, проиллюстрированный на фиг. 4 график комплексного параметра  $KLH$  сглаживается, что позволяет повысить точность прогноза запускового дебита скважины. Под сглаживанием подразумевается придание кривой зависимости плавности и обеспечение непрерывности касательных в выбранных точках. Непрерывность касательных - это плавное изменение направления касательной при перемещении по кривой. Пример преобразованного графика комплексного параметра  $KLH$ , который назван параметром ФЕС, приведен на фиг. 5. Данный график иллюстрирует, при каком параметре ФЕС дальнейшее удлинение горизонтальной части скважины не приводит к существенному росту стартового дебита скважины, с учетом технологических ограничений и ожидаемой динамики изменения ФЕС целевого пласта. На приведенном в качестве примера графике дебит практически неизменен при ФЕС, равном 275. Соответственно, дальнейшее удлинение горизонтальной части скважины нецелесообразно. Результаты всех определений представляют в виде матрицы определения геологического потенциала. Достаточность длины (накопленного геологического потенциала) по горизонтальному участку скважины определяется с применением матрицы определения геологического потенциала. Данная матрица основана на определениях эффективности удлинения скважины (или изменения иных ее параметров) в зависимости от различных геологических условий.

Полученная матрица позволяет с высокой степенью точности воспроизвести дебит пробуренных эксплуатационных скважин, в том числе и в процессе бурения, то есть провести сопоставления стартовых дебитов и накопленных приростов при удлинении газовой скважины в фактически вскрываемых геологических условиях. По результатам многовариантных определений параметров, то есть по созданной матрице определения геологического потенциала, оценивается влияние основных параметров на стартовый дебит скважины во всех проектных сценариях. Более того, полученная матрица определения геологического потенциала позволяет с высокой степенью точности воспроизвести дебит пробуренных ранее эксплуатационных скважин. В частности, в процессе бурения проводятся геологические исследования скважины, по результатам которых получают новые значения параметров  $K_1$ ,  $L_1$  и  $H_1$ , определенные для конкретных параметров скважины (в частности, ее длины). Под параметром  $L_1$  здесь подразумевается, что это может быть как полученный параметр  $L_{общ}$ , так и  $L_{эфф}$ , а под параметром  $H_1$  подразумевается, что это может быть как  $H_{эфф}$ , так и  $H_{общ}$ . Выбор одного из вариантов параметра обусловлен свойствами актива (например, степенью выдержанности коллектора по латерали и вертикали). Полученным параметрам присваиваются весовые коэффициенты, которые были определены ранее. Таким образом определяется комплексный параметр  $KLH_1$  в процессе бурения с присвоенными предварительно определенными весовыми коэффициентами, то есть параметр ФЕС<sub>1</sub>. А по параметру ФЕС<sub>1</sub> возможно определение дебита при текущей длине скважины и его отклонение от запланированного дебита путем срав-

нения параметра ФЕС<sub>1</sub> с ранее построенной зависимостью дебита от ФЕС, что позволяет формировать сценарии оптимизации конструкции скважины и, соответственно, во время бурения вносить конкретные изменения в ее конструкцию.

На фиг. 6 приведен пример использования матрицы, в котором показан эффект от увеличения длины газовой скважины с 500 до 900 м - прирост стартового дебита на 10.4%.

Результаты проведения многовариантных определений параметров формируют возможности использования сценарного подхода развития событий в процессе строительства горизонтального участка каждой проектной скважины. Примерная блок-схема развития событий представлена на фиг. 7.

В процессе бурения скважины после оценки ее геологического потенциала возможны по меньшей мере следующие действия:

если  $KLH_1$  (и, соответственно, ФЕС<sub>1</sub>) выше плановому предварительно заданному значению - бурение продолжается по плановой траектории с согласованной конструкцией, или плановая конструкция скважины оптимизируется (уменьшение длины скважины, уменьшение кол-ва ее стволов);

если  $KLH_1$  (и, соответственно, ФЕС<sub>1</sub>) равен плановому предварительно заданному значению - бурение продолжается по плановой траектории с согласованной конструкцией;

если  $KLH_1$  (и, соответственно, ФЕС<sub>1</sub>) ниже планового предварительно заданного значения - удлинение скважины, корректировка базовой конструкции (например, переход к скважине типа "фишбон"), бурение дополнительного ствола в скважине типа "фишбон";

если  $KLH_1$  (и, соответственно, ФЕС<sub>1</sub>) существенно ниже планового предварительно заданного значения - при наличии опорной скважины в направлении бурения бурится восходящий ствол до кровли пласта, при подтверждении наличия продуктивного коллектора продолжается бурение скважины, с оптимизацией конструкции скважины, при отсутствии продуктивного коллектора в процессе бурения выполняют перебур скважины с разворотом по азимуту.

Преимущества использования заявленного изобретения при бурении скважин приведены ниже в табл. 2. В примерах был спрогнозирован дебит, и были предприняты меры по оптимизации конструкции скважины (в примере 1 - удлинение скважины, а в примере 2 - перебур скважины) что позволило существенно превысить плановые показатели добычи углеводородов (если сравнивать прогнозное значение дебита с фактическим значением, т.е. после принятия мер по оптимизации на основании прогноза геологического потенциала).

Таблица 2

Пример №	Примеры применения заявленного способа					Q, тыс. м <sup>3</sup> /сут
	Принятое решение	Прогноз/Факт	L <sub>эфф</sub> , м	H <sub>эфф</sub> , м	K, мД	
Пример 1	Удлинение ГС	Прогноз	348	4.8	428	599
		Факт	427	5	597	644
Пример 2	Пребур скважины	Прогноз	34	3	338	209
		Факт	393	8	203	581

Соответственно, заявленный способ позволяет получить все описанные выше преимущества. Кроме того, заявленный способ позволяет оперативно, в процессе строительства скважины, оцифровывать возможные изменения по типу заканчивания с измерением потенциальных эффектов, и обеспечить достижение плановых дебитов за счет использования матрицы определения геологического потенциала. Процесс реализации заявленной системы определения геологического потенциала горизонтальной газовой скважины позволяет достичь по существу тех же технических результатов, что и заявленный способ.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ оптимизации конструкции горизонтальной газовой скважины, при осуществлении которого выполняют определение геологического потенциала горизонтальной газовой скважины, включающее следующие этапы:

этап получения изменяемых и неизменяемых параметров, в том числе средней абсолютной проницаемости пласта (K), эффективной длины горизонтальной части скважины (L) и эффективной вскрываемой толщины пласта (H);

этап определения диапазона и шага для каждого изменяемого параметра;

этап построения множества вариантов гидродинамической модели (ГДМ) для каждого значения из диапазона изменяемых параметров с заданным шагом и с использованием неизменяемых параметров;

этап определения дебита скважины для каждого варианта ГДМ;

этап получения комплексного параметра  $KLH$  для каждого варианта ГДМ путем объединения параметров абсолютной проницаемости пласта (K), эффективной длины горизонтальной части скважины (L) и эффективной вскрываемой толщины пласта (H);

этап сопоставления дебита с комплексным параметром  $KLH$  для каждого варианта ГДМ, с получением зависимости дебита от комплексного параметра  $KLH$ ;



этап сглаживания зависимости дебита от комплексного параметра  $KLH$  путем присваивания весовых коэффициентов для параметров  $K$ ,  $L$ ,  $H$ , с получением параметра фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);

итерационное осуществление следующих этапов:

этап получения параметров  $K_1$ ,  $L_1$  и  $H_1$  при геофизических исследованиях скважин (ГИС) в процессе бурения;

этап определения комплексного параметра  $KLH_1$  в процессе бурения с присвоенными предварительно определенными весовыми коэффициентами, с получением таким образом параметра ФЕС<sub>1</sub>;

этап определения геологического потенциала горизонтальной скважины по параметру ФЕС<sub>1</sub>,

при этом по результатам каждой итерации определения геологического потенциала выполняют одно из следующих действий:

продолжают строительство скважины по установленному плану, или

оптимизируют конструкцию скважины, или

выполняют перебур скважины, или

прекращают строительство скважины.

2. Способ по п.1, в котором указанные изменяемые и неизменяемые параметры получают за счет гамма каротажа и/или нейтронного каротажа и/или ядерно-магнитного каротажа и/или каротажа сопротивлений и/или плотностного каротажа.

3. Способ по п.1, в котором ГДМ является однородной и секторной ГДМ.

4. Способ по п.1, в котором этап сглаживания путем присваивания весовых коэффициентов осуществляют путем решения задачи линейной регрессии в виде представления комплексного параметра  $KLH$  суммой логарифмов.

5. Способ по п.1, в котором геологический потенциал определяют путем сравнения полученного параметра ФЕС<sub>1</sub> с предварительно заданным значением ФЕС.

6. Способ по п.1, в котором, если ФЕС<sub>1</sub> выше предварительно заданного значения, бурение продолжают по плановой траектории с согласованной конструкцией или уменьшают длину скважины или уменьшают количество ее стволов.

7. Способ по п.1, в котором, если ФЕС<sub>1</sub> равен предварительно заданному значению, бурение продолжают по плановой траектории с согласованной конструкцией.

8. Способ по п.1, в котором, если ФЕС<sub>1</sub> ниже предварительно заданного значения, базовую конструкцию скважины корректируют, например, путем увеличения ее длины или бурения скважины типа Фишбон.

9. Способ по п.1, в котором, если ФЕС<sub>1</sub> существенно ниже предварительно заданного значения, выполняют перебур скважины с разворотом по азимуту или прекращают строительство скважины.

10. Система определения геологического потенциала горизонтальной газовой скважины, содержащая по меньшей мере один процессор, оперативную память и машиночитаемые инструкции для выполнения способа, включающего следующие этапы:

этап получения изменяемых и неизменяемых параметров, в том числе средней абсолютной проницаемости пласта ( $K$ ), эффективной длины горизонтальной части скважины ( $L$ ) и эффективной вскрываемой толщины пласта ( $H$ );

этап определения диапазона и шага для каждого изменяемого параметра;

этап построения множества вариантов гидродинамической модели (ГДМ) для каждого значения из диапазона изменяемых параметров с заданным шагом и с использованием неизменяемых параметров;

этап определения дебита скважины для каждого варианта ГДМ;

этап получения комплексного параметра  $KLH$  для каждого варианта ГДМ путем объединения параметров  $K$ ,  $L$ ,  $H$ ;

этап сопоставления дебита с комплексным параметром  $KLH$  для каждого варианта ГДМ, с получением зависимости дебита от комплексного параметра  $KLH$ ;

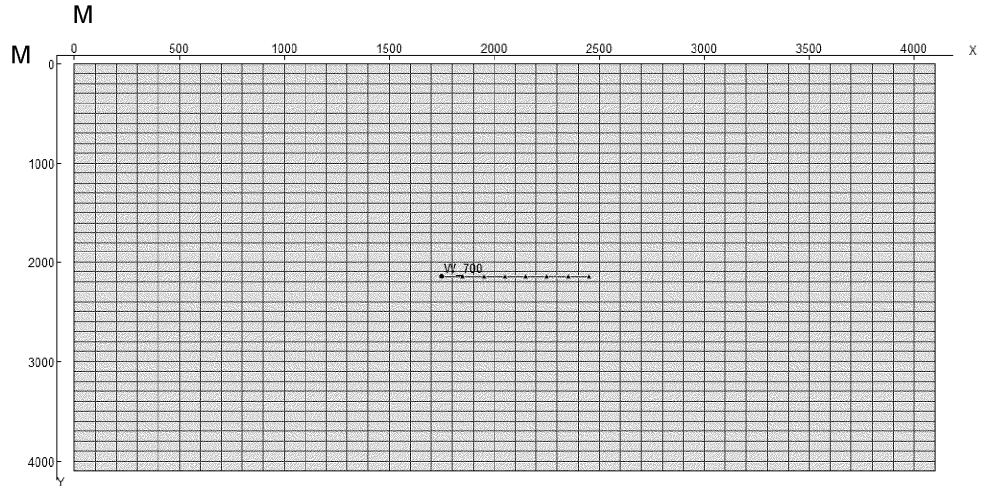
этап сглаживания зависимости дебита от комплексного параметра  $KLH$  путем присваивания весовых коэффициентов для параметров  $K$ ,  $L$ ,  $H$ , с получением параметра фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);

итерационное осуществление следующих этапов:

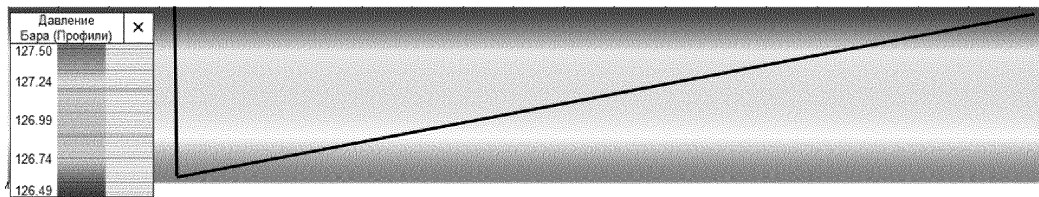
этап получения параметров  $K_1$ ,  $L_1$  и  $H_1$  при геофизических исследованиях скважин (ГИС) в процессе бурения;

этап определения комплексного параметра  $KLH_1$  в процессе бурения с присвоенными предварительно определенными весовыми коэффициентами, с получением таким образом параметра ФЕС<sub>1</sub>;

этап определения геологического потенциала горизонтальной скважины по параметру ФЕС<sub>1</sub>.



Фиг. 1



Фиг. 2

Стартовый дебит, тыс. м3/сут		Общая и эффективная длина горизонтальной части скважины, м						
Рпл, бер	Н эфф, м	к, мД	500	600	700	800	900	
10	10	500	800	700	800	900		
		10	33	35	36	37	38	
		20	78	82	85	87	89	
		50	166	171	174	177	179	
		100	227	231	234	236	237	
12	12	200	263	265	267	268	268	
		400	283	284	285	286	286	
		10	42	45	46	48	49	
		20	96	100	103	106	108	
		50	187	192	196	198	200	
16	16	100	241	244	246	247	248	
		200	270	272	273	274	274	
		400	285	286	287	287	287	
		10	51	54	56	57	59	
		20	111	115	118	121	123	
20	20	50	201	205	208	211	213	
		100	249	251	253	254	255	
		200	273	275	276	276	277	
		400	286	287	287	287	287	
		10	99	102	104	106	107	
24	24	20	123	127	131	134	136	
		50	211	215	218	220	222	
		100	253	255	257	258	259	
		200	275	276	277	277	278	
		400	285	286	286	287	287	
28	28	10	66	69	72	73	75	
		20	133	138	142	144	146	
		50	219	222	226	227	229	
		100	256	258	260	261	261	
		200	275	276	277	277	278	
32	32	400	284	285	285	285	286	
		10	72	76	78	80	82	
		20	142	146	150	152	155	
		50	224	228	230	232	234	
		100	258	260	261	262	263	
36	36	200	275	276	277	277	277	
		400	283	283	284	284	284	
		10	78	82	85	87	89	
		20	149	154	157	160	162	
		50	228	232	234	236	237	
38	38	100	259	260	262	263	263	
		200	274	275	275	276	276	
		400	281	281	282	282	282	
		10	78	82	85	87	89	
		20	149	154	157	160	162	

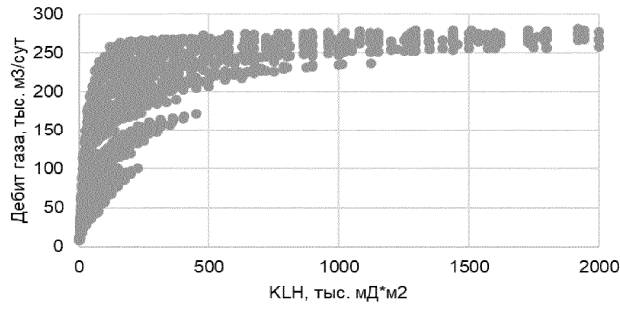
Прирост (в %) от бурения последующих 100м		Общая и эффективная длина горизонтальной части скважины, м					
Н эфф, м	к, мД	500	600	700	800	900	
10	10	200	240	280	320	360	
		10	33	6.4	4.9	2.8	2.7
		20	78	4.7	3.5	2.5	2.3
		50	166	2.9	2.1	1.5	1.4
		100	227	1.7	1.2	0.8	0.7
12	12	200	283	0.7	0.5	0.3	0.3
		400	283	0.3	0.2	0.1	0.1
		10	42	5.3	3.9	2.8	2.6
		20	96	4.5	3.1	2.2	2.0
		50	187	2.9	1.7	1.1	1.1
16	16	100	241	1.1	0.8	0.6	0.6
		200	270	0.9	0.6	0.4	0.4
		400	285	0.3	0.2	0.1	0.1
		10	51	6.1	3.9	2.7	2.5
		20	111	3.9	2.9	2.1	1.9
20	20	50	201	2.0	1.5	1.0	0.9
		100	249	1.0	0.7	0.5	0.4
		200	273	0.5	0.3	0.2	0.2
		400	286	0.2	0.1	0.1	0.1
		10	99	5.9	3.7	2.6	2.5
24	24	20	123	3.9	2.9	2.0	1.8
		50	211	1.9	1.4	0.9	0.9
		100	253	0.9	0.6	0.4	0.4
		200	275	0.4	0.3	0.2	0.2
		400	285	0.2	0.1	0.1	0.1
28	28	10	66	4.9	3.7	2.5	2.4
		20	133	3.8	2.6	1.7	1.6
		50	219	1.7	1.2	0.8	0.8
		100	256	0.8	0.6	0.4	0.3
		200	275	0.4	0.3	0.2	0.2
32	32	400	284	0.2	0.1	0.1	0.1
		10	72	4.7	3.5	2.5	2.4
		20	142	3.2	2.4	1.6	1.6
		50	224	1.8	1.2	0.8	0.7
		100	258	0.7	0.5	0.3	0.3
36	36	200	275	0.4	0.3	0.2	0.1
		400	283	0.2	0.1	0.1	0.1
		10	78	4.8	3.5	2.5	2.3
		20	149	3.1	2.3	1.6	1.5
		50	228	1.5	1.1	0.8	0.8
38	38	100	259	0.7	0.5	0.3	0.3
		200	274	0.4	0.3	0.2	0.2
		400	281	0.2	0.2	0.1	0.1
		10	78	4.8	3.5	2.5	2.3
		20	149	3.1	2.3	1.6	1.5

Накопл. прирост (в %) от бурения последующих 100м		Общая и эффективная длина горизонтальной части скважины, м					
Н эфф, м	к, мД	500	600	700	800	900	
10	10	200	240	280	320	360	
		10	33	5.4	6.4	12.3	14.9
		20	78	4.7	8.2	10.7	13.0
		50	166	2.9	5.1	6.6	7.9
		100	227	1.7	2.8	3.7	4.3
12	12	200	283	0.7	1.2	1.5	1.8
		400	283	0.3	0.5	0.7	0.7
		10	42	5.3	6.2	12.0	14.6
		20	96	4.5	7.5	9.7	11.8
		50	187	2.6	4.3	5.6	6.5
16	16	100	241	1.1	1.9	2.5	3.0
		200	270	0.6	1.0	1.7	1.4
		400	285	0.3	0.4	0.6	0.6
		10	51	6.1	6.9	11.6	14.1
		20	111	3.9	6.9	8.8	10.9
20	20	50	201	2.0	3.5	4.5	5.5
		100	249	1.0	1.7	2.1	2.5
		200	273	0.5	0.8	1.0	1.2
		400	286	0.2	0.4	0.5	0.5
		10	99	5.9	6.7	11.3	13.8
24	24	20	123	3.8	6.6	8.5	10.4
		50	211	1.9	3.2	4.1	5.0
		100	253	0.9	1.5	1.6	2.2
		200	275	0.4	0.7	0.9	1.1
		400	285	0.2	0.4	0.4	0.5
28	28	10	66	4.6	6.6	11.1	13.5
		20	133	3.6	6.1	7.6	9.9
		50	219	1.7	3.0	3.8	4.6
		100	256	0.8	1.3	1.7	2.0
		200	275	0.4	0.7	0.9	1.0
32	32	400	284	0.2	0.4	0.4	0.5
		10	72	4.7	6.2	10.7	13.1
		20	142	3.2	5.2	7.2	9.7
		50	224	1.6	2.9	3.6	4.3
		100	258	0.7	1.2	1.5	1.9
36	36	200	275	0.4	0.7	0.8	1.0
		400	283	0.2	0.4	0.4	0.5
		10	78	4.8	8.1	10.8	12.9
		20	149	3.1	5.3	8.0	9.4
		50	228	1.5	2.8	3.4	4.0
38	38	100	259	0.7	1.2	1.5	1.8
		200	274	0.4	0.6	0.8	1.0
		400	281	0.2	0.4	0.5	0.5
		10	78	4.8	8.1	10.8	12.9
		20	149	3.1	5.3	8.0	9.4

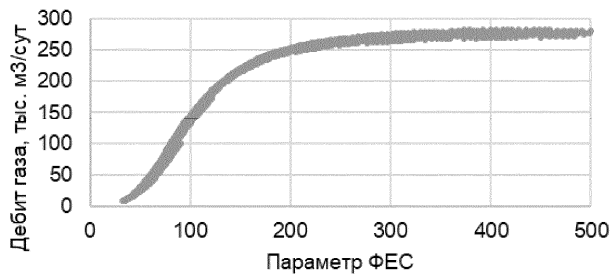
Фиг. 3

Q(KLH) при Рпл 128 бар



Фиг. 4

Q(Параметр ФЕС) при Рпл 128 бар



Фиг. 5

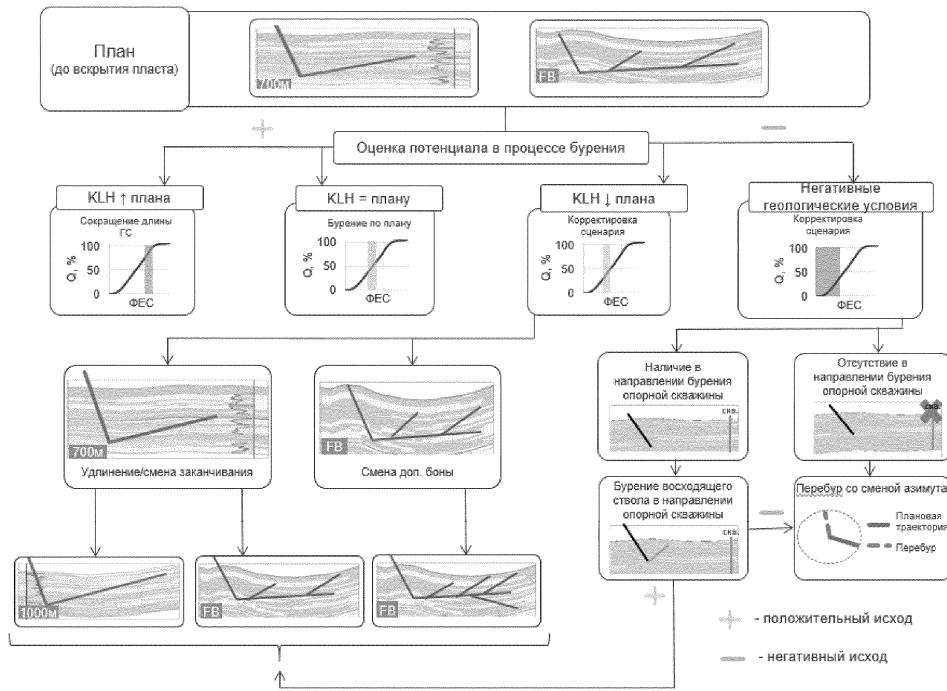
Накопленный прирост (в %) от бурения последующих 100м (накопл.)

Рпл, бар	Нэфф, м	k, мД	Общая и эффективная длина горизонтальной части скважины, м					
			500	600	700	800	900	
12	10	200	200	240	280	320	360	
			10	22	24	26	28	
			20	42	47	51	55	
			50	165	23	51	68	79
			100	227	17	23	27	33
	20	200	200	285	327	369	411	
			10	283	103	108	113	118
			10	45	53	61	70	79
			20	80	45	71	97	123
			50	187	25	47	70	93
16	10	200	200	241	281	321	361	
			10	211	11	16	21	26
			20	187	25	47	70	93
			50	241	11	16	21	26
			100	270	0.5	1.0	1.5	2.0
	20	200	200	285	327	369	411	
			10	285	103	108	113	118
			10	61	51	59	68	79
			20	111	35	65	95	125
			50	201	2.0	3.5	4.5	5.5
120	24	200	200	246	291	336	381	
			10	273	0.5	0.9	1.2	1.5
			10	285	103	108	113	118
			10	69	5.0	8.7	11.3	13.8
			20	123	3.8	6.6	8.5	10.4
	30	200	200	211	251	291	331	
			10	263	0.9	1.8	2.7	3.6
			10	285	103	108	113	118
			10	111	3.5	6.5	9.5	12.5
			20	201	2.0	3.5	4.5	5.5
28	24	200	200	246	291	336	381	
			10	273	0.5	0.9	1.2	1.5
			10	285	103	108	113	118
			10	69	5.0	8.7	11.3	13.8
			20	123	3.8	6.6	8.5	10.4
	32	200	200	211	251	291	331	
			10	263	0.9	1.8	2.7	3.6
			10	285	103	108	113	118
			10	111	3.5	6.5	9.5	12.5
			20	201	2.0	3.5	4.5	5.5
30	24	200	200	246	291	336	381	
			10	273	0.5	0.9	1.2	1.5
			10	285	103	108	113	118
			10	69	5.0	8.7	11.3	13.8
			20	123	3.8	6.6	8.5	10.4
	30	200	200	211	251	291	331	
			10	263	0.9	1.8	2.7	3.6
			10	285	103	108	113	118
			10	111	3.5	6.5	9.5	12.5
			20	201	2.0	3.5	4.5	5.5

Рпл, бар	Нэфф, м	k, мД	Общая и эффективная длина горизонтальной части скважины, м					
			500	600	700	800	900	
129	24	10	500	200	240	280	320	360
			50	59	5.0	8.7	11.3	13.8
			20	123	3.8	6.6	8.5	10.4
			50	211	1.9	3.2	4.1	5.0
			100	253	0.9	1.5	1.9	2.2
	20	200	200	275	0.4	0.7	0.9	1.1
			400	285	0.2	0.4	0.4	0.5

- В процессе бурения**
- 1 - Оценка характерного пластового давления
  - 2 - Оценка эффективной мощности пласта
  - 3 - Оценка проницаемости вдоль ГС
  - 4 - Оценка эффективную проходки по коллектору

Фиг. 6



Фиг. 7

