



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ(21)(22) Заявка: **2012132281/03, 27.07.2012**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
27.07.2012

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **27.07.2012**(45) Опубликовано: **20.01.2014** Бюл. № 2(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: **RU 2190761 C1, 10.10.2002. RU 2349736 C1, 20.03.2009. RU 2046181 C1, 20.10.1995. RU 2183268 C2, 10.06.2002. US 5058012 A1, 15.10.1991.**

Адрес для переписки:

625048, г. Тюмень, а/я 1930, В.С. Журавлеву

(72) Автор(ы):

**Ярышев Геннадий Михайлович (RU),
Ярышев Юрий Геннадьевич (RU),
Ямщиков Владимир Владимирович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Общество с ограниченной
ответственностью "Реагент" (RU)****(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ НЕЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к разработке углеводородных залежей сложного геологического строения с неоднородными, в том числе низко проницаемыми коллекторами. Техническим результатом является повышение точности, надежности и значительное уменьшение времени определения значения коэффициента извлечения нефти (КИН). Способ включает лабораторные и геофизические исследования фильтрационно-емкостных свойств горной породы, в том числе коэффициентов пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и вытеснения нефти, определение поля градиентов давления по площади залежи. Причем коллекторские и фильтрационно-емкостные свойства определяются в расширенном диапазоне

давления и линейной скорости, соответственно до $1 \cdot 10^{-4}$ МПа/м и $1 \cdot 10^{-4}$ м/сутки, на базе полученных данных и результатов ГИС. Определяют статистическую поровую гидродинамическую и энергетическую структуру горной породы залежи, в том числе подвижных (извлекаемых) запасов углеводородов в поле градиентов давления, а КИН рассчитывают как долю порового объема залежи с подвижными запасами углеводородов (нефти) в поле градиентов давления средне статистического участка, приходящегося на одну добывающую скважину, имеющего среднестатистические параметры ФЕС горной породы залежи с типовым полем градиентов давления рассматриваемой технологической схемы разработки. 1 пр., 3 табл., 3 ил.

RU 2 5 0 4 6 5 4 C 1

RU 2 5 0 4 6 5 4 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(19) **RU** (11) **2 504 654** (13) **C1**

(51) Int. Cl.
E21B 49/00 (2006.01)
G01N 15/00 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2012132281/03, 27.07.2012**

(24) Effective date for property rights:
27.07.2012

Priority:

(22) Date of filing: **27.07.2012**

(45) Date of publication: **20.01.2014 Bull. 2**

Mail address:

625048, g.Tjumen', a/ja 1930, V.S. Zhuravlevu

(72) Inventor(s):

**Jaryshev Gennadij Mikhajlovich (RU),
Jaryshev Jurij Gennad'evich (RU),
Jamshchikov Vladimir Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennost'ju
"Reagent" (RU)**

(54) **METHOD OF DETERMINATION OF OIL EXTRACTION FACTOR AT NONLINEAR FILTRATION**

(57) Abstract:

FIELD: oil-and-gas industry.

SUBSTANCE: proposed method comprises lab and geophysical studies of rock porosity, permeability, oil saturation and oil displacement and determination of pressure gradient field over the deposit area. Note here that collector and filtration-capacitive properties are defined in expanded pressure range and linear speed to make

$1 \cdot 10^{-4}$ MPa/m and $1 \cdot 10^{-4}$ m/days. Defined are statistic porous hydrodynamic and energy structure of rock including reserves of hydrocarbons in the filed of pressure gradients while said factor is calculated as the portion of threshold deposit volume per one producing well.

EFFECT: higher accuracy, reliability and accelerated determination.

1 ex, 3 tbl, 3 dwg

R U 2 5 0 4 6 5 4 C 1

R U 2 5 0 4 6 5 4 C 1

Изобретение относится к разработке углеводородных залежей сложного геологического строения с неоднородными, в том числе низко проницаемыми коллекторами. Эффективность процесса разработки месторождений нефти определяется коэффициентом извлечения нефти (КИН). Надежность способа определения КИН дает возможность выбора эффективных технологических решений, обеспечивающих полноту извлечения геологических запасов нефти.

В 50-х годах академик А.П. Крылов предложил следующую простую формулу для расчета величины КИН [1. Крылов А.П. Состояние теоретических работ по проектированию разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. // Опыт разработки нефтяных месторождений и задачи по улучшению этих работ. - М. Гостоптехиздат, 1957. - С.116-139.],

$$\text{КИН} = K_{\text{в}} * K_{\text{охв}}, \quad (1)$$

где коэффициент вытеснения нефти водой $K_{\text{в}}$ отражает эффективность процесса вытеснения на микроуровне, а коэффициент охвата вытеснением $K_{\text{охв}}$ - эффективность процесса заводнения на макроуровне. В теории и практике разработки месторождений нефти данная формула и ее многочисленные уточнения [2. Закиров И.С., Корпусов В.И. Коррекция структуры формулы для КИН. // Нефтяное хозяйство. - 2006. - 1. - С.66-68.] стали применяться для установления достигаемой величины $K_{\text{охв}}$, так как знание $K_{\text{охв}}$ позволяет корректировать число, плотность, местоположение пробуренных или проектных добывающих и нагнетательных скважин. При этом предполагается, что $K_{\text{в}}$ является константой во времени, что не подтверждается на практике. $K_{\text{в}}$ зависит от многих факторов: проницаемости, пористости, начальной нефтенасыщенности, песчанности, расчлененности и др [3. Закиров С.Н. и др. Новые представления о коэффициентах вытеснения, охвата и извлечения нефти // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.// Доклады III Международного научного симпозиума - М. 2011. - С.117-122; 4. Лебединец Н.П., Юсупов Р.М. Экспертный анализ коэффициентов нефтеизвлечения. // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.// Доклады III Международного научного симпозиума - М. 2011. - С.133-137].

Практика показывает, чем выше неоднородность коллектора, его анизотропия, тем меньше надежность оценок КИН. В большинстве случаев Государственный комитет по запасам (ГКЗ) рассматривает и утверждает численное значение КИН, обоснованное с использованием программных комплексов. Последние включают геологическое и гидродинамическое моделирование. Современное программное обеспечение позволяет выполнить построение геологической модели с высокой степенью детализации (вплоть до разрешения 0,2 м по вертикали - на уровне разрешения каротажа) и в полной мере учесть все особенности геологического строения залежей в трехмерных трехфазных гидродинамических моделях. Методика определения КИН залежей предусматривает создание трехмерной геологической, а затем гидродинамической модели пласта. В них заложены коэффициенты пористости, проницаемости, начальной нефтенасыщенности, песчанности, расчлененности и вытеснения нефти по лабораторным исследованиям фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) керна. Производится адаптация модели путем воспроизведения истории разработки или опробований ранее пробуренных скважин, а затем прогноз технологических параметров моделируемой системы разработки для заданной схемы расстановки скважин и режимов их эксплуатации. КИН определяется как отношение объема нефти, извлеченной скважинами при экономически рентабельных дебитах, к объему геологических запасов.

Наиболее полно возможности гидродинамической оценки эффективности извлечения нефти рациональными схемами разработки изложены в патенте РФ «Способ разработки нефтяного месторождения с искусственным поддержанием пластового давления» [5. Патент РФ №2190761, 7 E21B 43/20, 2002], который взят за прототип. По результатам анализа геолого-физических условий разработки месторождения (лабораторные и геофизические исследования) определяют зависимость остаточной нефтенасыщенности от градиента давления между линиями нагнетания вытесняющих агентов и отбора пластовых флюидов. Используя полученную зависимость, варьируют размещением нагнетательных и эксплуатационных скважин в зависимости от распределения зон остаточной нефтенасыщенности и категориями этих скважин.

Недостатками прототипа являются невозможность использования способа, учитывающего нелинейную зависимость остаточной нефтенасыщенности от градиента давления, на начальной стадии составления проекта разработки залежи и высокая степень неопределенности искомой зависимости на стадии разработки из-за отсутствия методов определения реального распределения остаточных запасов по площади разрабатываемой залежи.

Методы и средства определения структуры породы коллекторов и ФЕС, используемые в гидродинамических моделях, регламентированы государственными и отраслевыми стандартами. В частности, ГОСТ 26450.1-85 и ОСТ 39-181-85 регламентируют определение коэффициента пористости, ГОСТ 26450.2-85 и ОСТ 39-235-89 - коэффициента абсолютной и фазовой проницаемости породы коллекторов, ОСТ 39-195-86 - коэффициента вытеснения нефти водой. По стандартам ФЕС коллектора следует определять: «при линейной скорости фильтрации 1-5 м в сутки, если нефтенасыщенность менее 20% и проницаемость коллектора менее 10^{-3} мкм², при линейной скорости 0,1-1,0 м в сутки, если нефтенасыщенность и проницаемость больше указанных значений.

Недостатком регламентов и соответствующих гидродинамических моделей является ограничение области определения по перепаду давления $1 \cdot 10^{-3}$ - $3 \cdot 10^{-1}$ МПа. Этот перепад давления на единичном образце керна длиной ~30 мм достигается при минимальном градиенте давления около 0,03 МПа/м. Выполнение требования нормативных документов обеспечить линейную скорость фильтрации 0,1-5,0 м/сут на разном типе коллектора обеспечивается при градиентах давления более 0,1 МПа/м.

Столь высокие значения градиента давления характерно для призабойной зоны пласта. На удалении от ствола скважины в теле пласта градиенты давления на порядки меньше. В этой области исследования проницаемости и ФЕС керна крайне ограничены. Недостатком стандартов является и общий методологический подход: образец керна или составленная из нескольких образцов модель коллектора характеризуется конкретной величиной пористости, проницаемости и остаточной нефтенасыщенности.

Таким образом, уже на начальном этапе получения исходных данных для геологических и гидродинамических моделей пласта искусственно сглажена сложная структура породы коллекторов. Высокие градиенты давления исключают проявление нелинейных эффектов и формально обеспечивают применимость линейной гидродинамики Дарси и ее модификаций. С этим, например, связано удовлетворительное совпадение принятых на ГКЗ значений КИН с фактическими на залежах с однородными высокопроницаемыми коллекторами типа Мартымя-Тетеревской и завышенное в 1,5-3 раза значение КИН на неоднородных

сложнопостроенных залежах типа Кетовской и Талинской.

Задачей, стоящей перед изобретением, является повышение надежности и сокращение трудоемкости определения КИН при разработке неоднородных сложнопостроенных залежей.

5 Задача решается тем, что в дополнение к лабораторным и геофизическим исследованиям фильтрационно-емкостных свойств горной породы и определению градиентов давления по площади залежи:

1. Расширяют диапазон исследования коллекторских свойств образцов керна по
10 величине перепада давления в сторону его минимальных значений до $1 \cdot 10^{-4}$ МПа/м и по линейной скорости фильтрации до $1 \cdot 10^{-4}$ м/сутки.

2. Определяют плотность распределения коллекторских свойств в объеме керна (пористости, проницаемости и доли перового объема с подвижным флюидом) во всем
15 интервале градиентов давления и линейной скорости фильтрации.

3. Строят по результатам лабораторных и геофизических исследований (ГИС) статистическую поровую, гидродинамическую (по проницаемости) и энергетическую структуру запасов углеводородов (УВ). При этом энергетическая структура характеризует долю порового объема коллектора заданной проницаемости с
20 подвижным флюидом при соответствующем градиенте давления.

4. Строят типовое для принятой технологии разработки поле градиентов давления по площади и мощности залежи.

5. Определяют численное значение КИН как долю подвижных запасов на площади
25 разработки, приходящуюся на типовую скважину-залежь (С-3) в созданном по проекту энергетическом поле градиентов давления, при условии, что геологическая модель горной породы коллектора, приписанной типовой скважине, соответствует среднестатистической по залежи.

Изобретение поясняется чертежами, где на фиг.1 показана статистическая поровая
30 структура коллектора, на фиг.2 - гидродинамическая структура коллектора, а на фиг.3 - доля подвижных запасов в поровых каналах.

В основу изобретения положено представление о случайном характере распределения независимых характеристик коллектора, таких как пористость, проницаемость, геометрия поровых каналов, в сколь угодно малом объеме горной
35 породы. По мере роста объема горной породы случайность переходит в свою противоположность - статистическую закономерность, что позволяет залежь или ее часть представить в виде единичной скважины.

Скважина-залежь (С-3) наделяется средними, приходящимися на скважину по
40 проекту разработки, размерами, запасами УВ, водонасыщенностью, статистической поровой, гидродинамической и энергетической структурой, а также типовым для принятой технологии разработки полем градиентов давления по площади и мощности залежи.

Вероятность наличия подвижных запасов dW_i в объеме коллектора dV_j
45 определяется как произведение вероятностей i -того события по пористости K_{pi} , проницаемости $K_{прi}$ и величине градиента давления F_{dpi} , обеспечивающей подвижность флюида

$$dW_{ij} = dW_i(K_{pi}) * dW_i(K_{прi}) * dW_i(F_{dpi}), \quad (2)$$

50 где $dW_i(K_{pi}) = p(K_{pi})dK_{pi}$

$$dW_i(K_{прi}) = p(K_{прi})dK_{прi}$$

$$dW_i(K_{озв}) = p(K_{озв})dK_{озв}.$$

$\rho(K_p)$, $\rho(K_{pr})$, $\rho(K_{охв})$) - плотность распределения соответствующих характеристик.

Интегрированием dW_{ij} по нефтенасыщенному интервалу пористости и объему коллектора определяется доля перового объема С-3 с подвижным УВ флюидом.

Очевидно, что в поле градиентов давления, которое обусловлено соответствующей технологией разработки, извлечь можно лишь подвижные запасы нефти.

Соответственно подвижную долю запасов УВ в зоне питания типовой скважины можно считать технологическим коэффициентом извлечения нефти КИН залежи.

Расчет подвижных запасов УВ описанным способом осуществляется на современных ПВЭМ использованием разработанного программного обеспечения.

Пример расчета КИН для Красноленинского месторождения.

Талинская площадь Красноленинского месторождения, блок 46,

Объект разработки - ЮК₁₀₋₁₁,

Система разработки - рядная с поддержанием пластового давления,

Средняя площадь питания на 1 скважину - 25 га,

Нефтенасыщенная мощность - 21 м,

Пластовые условия: температура - 99°C, давление - 22.3 МПа.

Характеристика ФЕС горной породы.

Средний коэффициент проницаемости - $K_{пр}=184$ мД

Средний коэффициент пористости - $K_p=0,16$

Коэффициент нефтенасыщенности - $K_n=0,85$

Остаточный коэффициент нефтенасыщенности - $K_{он}=0,32$

КИН Талинской площади Красноленинского месторождения, ЮК₁₀₋₁₁

утверждался ГКЗ неоднократно, понижаясь от значения более 0,4 до текущего 0,257.

Технология определения КИН заявленным способом. По результатам имеющихся лабораторных исследований керна и ГИС строится статистическая поровая и гидродинамическая структура коллектора Фиг.1 и 2.

Проводятся дополнительные исследования коллекторских свойств образцов керна при низких градиентах давления до $1 \cdot 10^{-4}$ МПа/м и линейной скорости фильтрации до $1 \cdot 10^{-4}$ м/сутки. С учетом дополнительных исследований определяется

энергетическая структура коллектора Фиг.3, Табл.1. Она отражает нелинейные свойства процесса фильтрации флюидов в неоднородных сложнопостроенных коллекторах.

Напряжение сдвига $F(K_{пр})$ в Табл. 1 описывает затраты энергии на перемещение флюида на 1 м в поровых каналах коллектора с i -той проницаемостью. График на Фиг.3 характеризует долю подвижных запасов в поровых каналах коллектора средне статистической проницаемости в поле приложенных сил. Очевидно,

что интегральная доля подвижных запасов есть не что иное, как коэффициент вытеснения в интерпретации Крылова А.П. В отличие от последнего и от прототипа в предложенном способе доля подвижных запасов является функцией пористости, проницаемости, свойств флюида и величины градиента давления в каждой точке горной породы залежи.

Определяется поровый объем и геологические запасы нефти, приходящиеся на типовую скважину С-3, которым приписывается статистическая структура горной породы залежи Табл. 2.

В упрощенном для наглядности варианте разобьем коллектор скважины С-3 на три типа: суперколлектор, коллектор и неколлектор по величине средней проницаемости, а зону питания скважины С-3 на три участка по радиусам удаленности от забоя. Это позволяет перейти от интегрирования к суммированию по аргументам.

Поле давлений и соответствующие выделенным участкам градиенты давлений

определены решением обобщенного уравнения Дарси как для скважины С-3, так и для ее участков.

Необходимые исходные данные для расчетов и результаты определения КИН по залежи, по участкам и по выделенным типам коллекторов приведены в Табл.1, 2.

Таблица 1

Характеристика коллектора приписанного скважине С-3			
Тип коллектора	Проницаемость, мВ	Доля коллектора, %	Напряжение сдвига, МПа/см ²
Неколлектор	13	45	0,02300
Коллектор	166	35	0,00220
Суперколлектор	600	20	0,00061
Коллектор скважины С-3	184	100	-

Таблица 2

Результаты определения КИН				
1	Скважина-залежь, С-3, радиус, м	0,2-50	50-166	166-282
2	Геологические запасы нефти, тыс.м ³ в том числе:	22,4	224,7	466,0
	1. Суперколлектор	4,48	44,9	197,2
	2. Коллектор	7,74	78,6	163,1
	3. Некolleктор	10,08	101,2	209,7
3	Поле градиентов давления, МПа/м	0,0149	0,00465	0,00310
4	Доля подвижных запасов, в том числе:	0,234	0,152	0,123
	1. Суперколлектор	0,495	0,343	0,291
	2. Коллектор	0,391	0,279	0,187
	3. Некolleктор	0,000	0	0,000
5	Извлекаемые запасы нефти, КИН	0,135		

Значение КИН в упрощенном варианте способа составляет 0,135 при фактически достигнутом 0,11 при обводненности 0,95. Расчет извлеченных за 5 лет запасов нефти на программном комплексе Eclipse с использованием статистической поровой, гидродинамической и энергетической структуры дает КИН=0,105 при обводненности 85%

Ниже в таблице приведены для сравнения результаты расчета КИН залежей, разрабатываемых в режиме поддержания пластового давления (ППД). Расчеты проведены по гидродинамическим (ГД) моделям и приняты ГКЗ. Здесь же приведены фактические КИН залежей при обводненности более 95% и полученные предложенным способом значения КИН-НЛ с учетом нелинейной фильтрации на базе статистической поровой, гидродинамической и энергетической структуры коллекторов.

Таблица 3

КИН залежей в режиме ППД методами ГД-моделирования и с учетом нелинейной фильтрации (КИН-НЛ) в коллекторе типовой скважины С-3					
Юрские залежи	Факт на 1.01.04	КИН, %			
		По ГД моделям		КИН-НЛ*	
		ВГФ	±ΔКИН %	По VP	ΔКИН %
Мортымья-Тетеревская	0,508	0,515	1,8	0,498	1,6
Южно-Тетеревская	0,396	0,406	2,5	0,435	9,8
Восточно-Тетеревская	0,427	0,433	1,4	0,421	1,4
Талинская	0,110	0,257	134	0,105	4,5
Кетовская	0,098	0,320	226	0,094	4,1

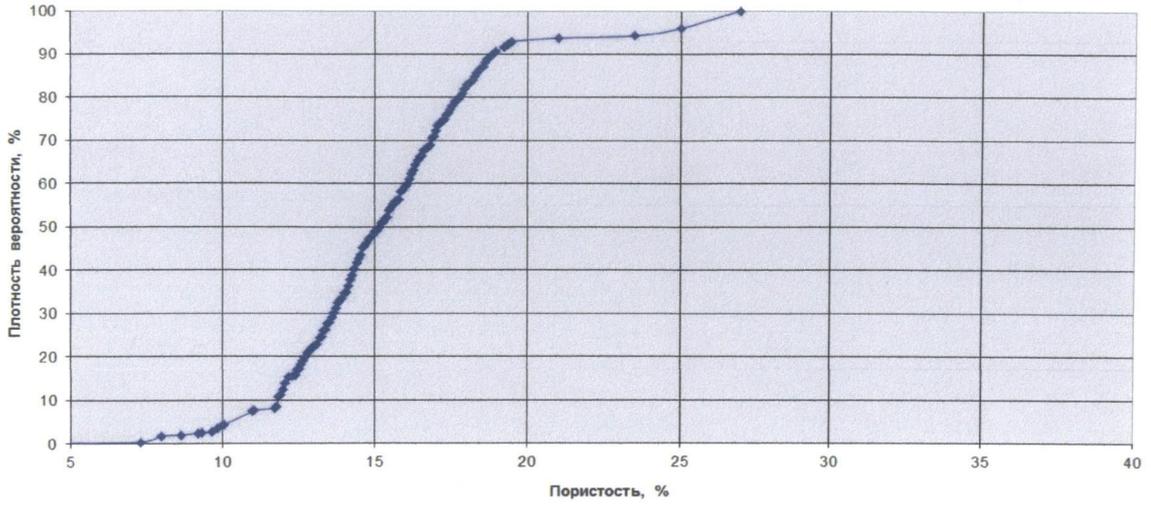
*- без учета использованных методов повышения нефтеотдачи

Предложенный способ расчета КИН на базе статистической структуры запасов Талинской площади ЮК10-11 и Кетовского ЮВ1 месторождения без адаптации дает значения КИН в режиме ППД соответственно 10.9 и 10.0% в согласии с фактическими - 11 и 9.8%. Утвержденные ГКЗ извлекаемые запасы нефти по этим залежам - 25.7 и 32% соответственно, выполненные с использованием самых современных ГД - моделей пласта, превышают КИН в 2 раза и более. По залежам с относительно однородной структурой коллектора Мартымя-Тетеревской площади рассчитанные КИН по ГД-модели и предложенным способом хорошо согласуются с реально достигнутой нефтеотдачей.

Следовательно, предложенный способ определения КИН сложностроенных залежей с неоднородной структурой коллектора в соответствии с поставленной задачей упрощает и повышает надежность прогноза нефтеотдачи. При этом использование модели скважина-залежь не только сокращает на порядок время расчета КИН, но и дает распределение подвижных запасов по площади залежи и по гидродинамическому типу коллекторов. Это позволяет принимать эффективные геолого-технические решения по повышению нефтеотдачи.

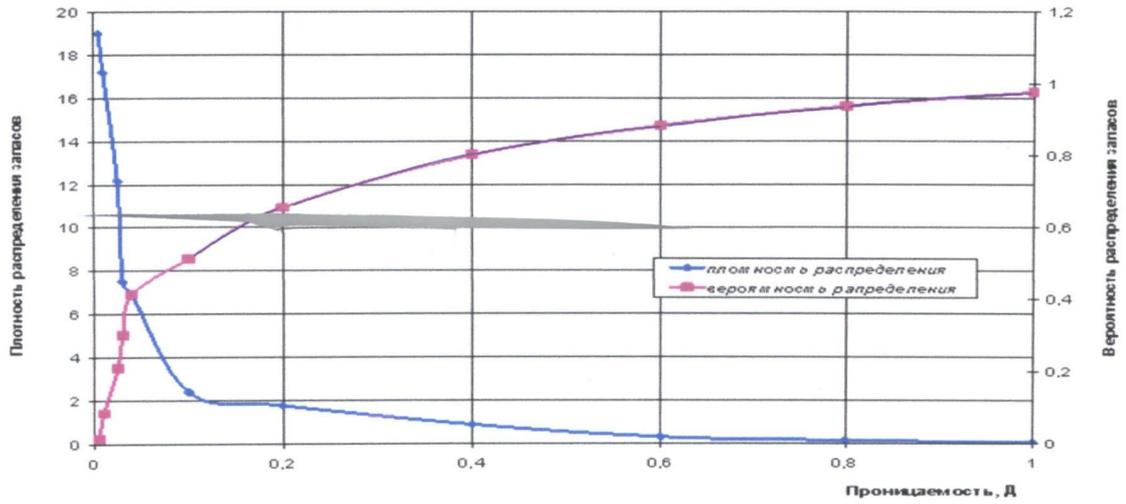
Формула изобретения

Способ определения коэффициента извлечения нефти при нелинейной фильтрации, включающий лабораторные и геофизические исследования фильтрационно-емкостных свойств горной породы, в том числе коэффициентов пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и вытеснения нефти, определение поля градиентов давления по площади залежи, отличающийся тем, что коллекторские и фильтрационно-емкостные свойства определяются в расширенном диапазоне давления и линейной скорости соответственно до $1 \cdot 10^{-4}$ МПа/м и $1 \cdot 10^{-4}$ м/сутки, на базе полученных данных и результатов ГИС определяется статистическая поровая гидродинамическая и энергетическая структура горной породы залежи, в том числе подвижных (извлекаемых) запасов углеводородов в поле градиентов давления, а КИН рассчитывается как доля порового объема залежи с подвижными запасами углеводородов (нефти) в поле градиентов давления среднестатистического участка, приходящегося на одну добывающую скважину, имеющего среднестатистические параметры ФЕС горной породы залежи с типовым полем градиентов давления рассматриваемой технологической схемы разработки.



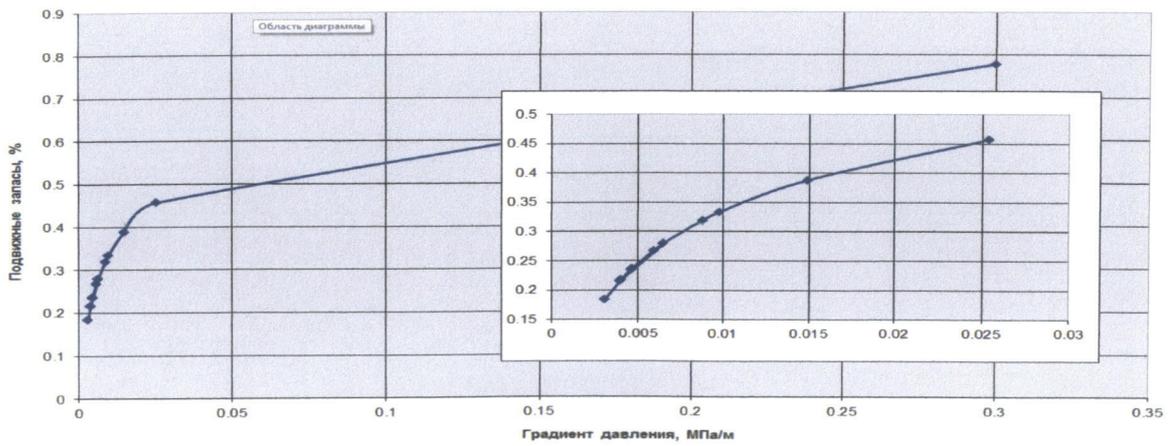
Статистическая поровая структура коллектора

Фиг. 1



Гидродинамическая структура коллектора

Фиг. 2



Доля подвижных запасов в поровых каналах

Фиг. 3