



(51) МПК
E21B 49/00 (2006.01)
G01V 5/14 (2006.01)
G01N 1/00 (2006.01)

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2012113376/03, 06.04.2012

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 06.04.2012

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 06.04.2012

(43) Дата публикации заявки: 20.10.2013 Бюл. № 29

(45) Опубликовано: 27.01.2014 Бюл. № 3

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2219337 C1, 20.12.2003. RU 2232409 C1, 10.07.2004. RU 2043495 C1, 10.09.1995. ЕА 7037 В1, 30.06.2006.

Адрес для переписки:

123610, Москва, Краснопресненская наб., 12,
 оф.735, В.Н. Кастальскому

(72) Автор(ы):

**Белохин Василий Сергеевич (RU),
 Калмыков Георгий Александрович (RU),
 Кашина Наталия Леонидовна (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Общество с ограниченной ответственностью
 ООО "Сплит" (RU)**

**(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОБВОДНЕННОСТИ И СОСТАВА
 ПРИТОКА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к горному делу и может быть использовано в области геофизики. Техническим результатом является повышение качества и надежности интерпретации данных каротажа. Способ включает проведение геофизических исследований скважины (ГИС) с использованием импульсного нейтрон-гамма спектрометрического каротажа, определение компонентного состава пород, включая пористость и коэффициент текущего нефтенасыщения (K_H). Предварительно подготавливают коллекцию образцов керна из коллекторов, вскрытых опорными скважинами, по результатам исследования которой определяют текущую водонасыщенность (K_B), коэффициенты

относительной фазовой проницаемости по нефти и по воде ($K'_{прн}$, $K'_{прв}$), экспоненциальные значения относительной водо- и нефтепроницаемости (n_B , n_H), коэффициент глинистости ($K_{ГЛ}$), коэффициент пористости (K_P), петрофизические параметры (a , b) связи коэффициента остаточной водонасыщенности и отношения объемной глинистости к пористости, коэффициент остаточной нефтенасыщенности ($K_{НО}$), далее рассчитывают коэффициент остаточного водонасыщения $K_{ВО} = a * (K_{ГЛ} / K_P) + b$, после чего вычисляют коэффициент обводненности притока ($K_{ОП}$) и по полученному коэффициенту обводненности проводят оценку ожидаемого состава притока. 3 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(19) **RU** (11) **2 505 676** (13) **C2**

(51) Int. Cl.
E21B 49/00 (2006.01)
G01V 5/14 (2006.01)
G01N 1/00 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: **2012113376/03, 06.04.2012**

(24) Effective date for property rights:
06.04.2012

Priority:

(22) Date of filing: **06.04.2012**

(43) Application published: **20.10.2013 Bull. 29**

(45) Date of publication: **27.01.2014 Bull. 3**

Mail address:

**123610, Moskva, Krasnopresnenskaja nab., 12,
of.735, V.N. Kastal'skomu**

(72) Inventor(s):

**Belokhin Vasilij Sergeevich (RU),
Kalmykov Georgij Aleksandrovich (RU),
Kashina Natalija Leonidovna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvenost'ju
OOO "Split" (RU)**

(54) **METHOD FOR DETERMINATION OF WATER CUT FACTOR AND COMPOSITION OF OIL WELL INFLUX**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method includes well survey using impulse neutron spectrometric surveying, determination of rock fractional analysis, including porosity and instant oil saturation coefficient (K_{os}). Core samples are prepared preliminary from collectors opened by key wells; by results of their survey instant water saturation (K_{ws}), coefficients of relative permeability to oil and water (K'_{opr} , K'_{wpr}), exponential values of relative permeability to water and oil (n_w , n_o), clayiness index (K_{c1}),

porosity factor (K_p), petrophysical parameters (a, b) for relations of residual water saturation factor and ratio clay volume to porosity, residual oil saturation factor (K_{or}); then residual water saturation factor is calculated according to the formula $K_{wr}=a*(K_{c1}/K_p)+b$, thereafter water cut factor (K_{wc}) is calculated and against the latter expected composition of influx is evaluated.

EFFECT: improving quality and reliability of log data interpretation.

3 dwg

RU 2 5 0 5 6 7 6 C 2

RU 2 5 0 5 6 7 6 C 2

Предлагаемое изобретение относится к горному делу и может быть использовано в области геофизики для повышения качества и надежности интерпретации данных каротажа.

Стандартным методом для оценки текущего насыщения пластов в обсаженной скважине является импульсный нейтрон-гамма спектрометрический каротаж (ИНГК-С). Результатом обработки ИНГК-С является коэффициент текущей нефтенасыщенности K_n , показывающий, какую долю порового пространства занимает нефть [2, 3]. Учитывая, что разработка месторождений нефти предполагает, что часть углеводородов не будет извлечена из порового пространства, и данный коэффициент не позволяет оценить количество нефти в притоке, то становится актуальной задача оценки коэффициента обводненности притока $K_{оп}$.

Задачей предложенного изобретения является повышение надежности определения коэффициента обводненности притока в комплексе ГИС в обсаженных скважинах, которая может быть решена с использованием данных ИНГК-С и данных о фазовой проницаемости пород.

Методика базируется на определении четырех компонентов флюидальной модели порового пространства (K_n - коэффициент текущей нефтенасыщенности, $K_{во}$ - коэффициент остаточной воды, $K_{но}$ - коэффициент остаточной нефти) с использованием данных открытого ствола и комплекса радиоактивных методов каротажа для оценки текущего нефтенасыщения. Предложенная система опирается на знание минерального состава пород и петрофизические связи, получаемые на керновом материале.

Знание минерального состава пород позволяет оценить количество связанной воды и рассчитать эффективную пористость, объем которой может быть заполнен подвижным флюидом, состоящим из нефти и/или воды. По данным ИНГК-С определяется коэффициент текущего насыщения, однако, этого недостаточно, чтобы разделить подвижную и неподвижную нефть. С целью решения этой задачи предлагается использовать данные электрометрии скважин открытого ствола (определение остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$) и данные о фазовой проницаемости пород, для чего проводятся дополнительные исследования керна материала.

Наиболее близким к предлагаемому способу является методика, описанная в [6], которая основывается на определении коэффициента текущей нефтенасыщенности.

Недостатком этого способа является то, что он не может быть применен для прогноза характера притока в условиях обсаженных скважин.

На устранение указанного недостатка и направленно настоящее изобретение.

Предложенный способ определения коэффициента обводненности и состава притока нефтяной скважины включает проведение геофизических исследований скважины (ГИС) с использованием импульсного нейтрон-гамма спектрометрического каротажа, определение компонентного состава пород, включая пористость и коэффициент текущего нефтенасыщения (K_n). Согласно изобретению, предварительно подготавливают коллекцию образцов керна из коллекторов, вскрытых опорными скважинами, по результатам исследования которой определяют: текущую водонасыщенность (K_v), коэффициенты относительной фазовой проницаемости по нефти и по воде ($K'_{прн}$ $K'_{прв}$), экспоненциальные значения относительной водо- и нефтепроницаемости (n_v n_n), коэффициент глинистости ($K_{г.л}$), коэффициент пористости (K_p), петрофизические параметры (a , b) связи коэффициента остаточной

водонасыщенности и отношения объемной глинистости к пористости, коэффициент остаточной нефтенасыщенности (K_{HO}), далее рассчитывают коэффициент остаточного водонасыщения $K_{BO} = a \cdot (K_{ГЛ} / K_{П}) + b$, после чего вычисляют коэффициент обводненности притока (K_{OP}) по следующей формуле:

$$K_{OP} = \frac{K'_{ПРВ} \left[\frac{1 - K_H - K_{BO}}{1 - K_{BO} - K_{HO}} \right]^{n_B} \mu_H}{K'_{ПРН} \left[\frac{K_H - K_{HO}}{1 - K_{BO} - K_{HO}} \right]^{n_H} \mu_B + K'_{ПРВ} \left[\frac{1 - K_H - K_{BO}}{1 - K_{BO} - K_{HO}} \right]^{n_B} \mu_H}$$

где K_H - коэффициент текущего нефтенасыщения, K_{BO} - коэффициент остаточного водонасыщения, K_{HO} - коэффициент остаточной нефтенасыщенности, $K'_{ПРН}$ -

коэффициент относительной фазовой проницаемости по нефти, $K'_{ПРВ}$ - коэффициент относительной фазовой проницаемости по воде, n_B - экспоненциальное значение относительной водопроницаемости, n_H - экспоненциальное значение относительной нефтепроницаемости μ_H - коэффициент динамической вязкости нефти, μ_B - коэффициент динамической вязкости воды, и по полученному коэффициенту обводненности проводят оценку ожидаемого состава притока.

Предложенное изобретение поясняется следующими иллюстрациями.

На рис.1 изображены зависимости относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти от коэффициента водонасыщения. На рис.2 показана флюидальная модель пласта АВ1 и K_H . На рис.3 показано сопоставление данных об относительных дебитах по воде скважины полученными расчетным путем по предложенному способу с результатами промышленных исследований скважин.

Предложенный способ включает следующие шаги:

1 Определение коэффициента абсолютной и относительной фазовой проницаемостей

1.1 На основании анализа представительной коллекции керна, из коллекторов подготавливаются образцы для проведения исследований фазовой проницаемости [8]. Образцы должны охватывать весь диапазон проницаемости потенциальных коллекторов.

1.2 На подготовленной коллекции керна проводятся исследования фазовой проницаемости по нефти и воде при их двухфазной фильтрации [8].

1.3 По данным результатов исследований керна строятся зависимости коэффициентов относительной фазовой проницаемости по воде ($K_{ПРВ}$) и по нефти ($K_{ПРН}$) от коэффициента текущей водонасыщенности K_B (рис.1).

1.4 Проведя аппроксимацию полученных зависимостей эмпирическими функциями (например, методом наименьших квадратов), предложенными в работе Molina [6] определяются параметры этих функций (n_B - экспоненциальное значение относительной водопроницаемости, n_H - экспоненциальное значение относительной нефтепроницаемости):

$$K_{ПРВ} = K'_{ПРВ} \left[\frac{K_B - K_{BO}}{1 - K_{BO} - K_{HO}} \right]^{n_B}$$

$$K_{ПРН} = K'_{ПРН} \left[\frac{1 - K_B - K_{HO}}{1 - K_{BO} - K_{HO}} \right]^{n_H},$$

где K_{BO} - коэффициент остаточной воды, K_{HO} - коэффициент остаточной

нефтенасыщенности, $K'_{\text{прж}}$ - коэффициент относительной фазовой проницаемости по нефти, $K'_{\text{прв}}$ - коэффициент относительной фазовой проницаемости по воде.

1.5 В результате получают усредненные экспоненциальные значения относительной водо- и нефтепроницаемости $\bar{n}_в$ и $\bar{n}_н$. Проводится оценка стандартной ошибки $\delta\bar{n}_в$ и $\delta\bar{n}_н$.

1.5.1 Если стандартная ошибка превышает некоторый порог, проводится разбиение данных на несколько групп.

2 Определение петрофизических параметров связи коэффициента остаточной воднасыщенности и отношения объемной глинистости к пористости

2.1 На коллекции керна (1.1) проводится измерения остаточной водонасыщенности ($K_{вo}$), коэффициента пористости ($K_{п}$) и коэффициента глинистости ($K_{гл}$).

2.2 По полученным данным определяются петрофизические коэффициенты а и b для уравнения [1]:

$$K_{вo} = a \cdot (K_{гл} / K_{п}) + b.$$

3 Определение коэффициент пористости $K_{п}$ по комплексу ГИС [4, 7].

4 Определение коэффициента остаточного нефтенасыщения коллекторов

Величина коэффициента остаточного нефтенасыщения определяется по удельному электрическому сопротивлению зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

4.1 Определение коэффициента нефтенасыщенности по электрометрии проводится по следующей схеме:

4.0.1. По комплексу электрометрических измерений в скважине определяется удельное электрическое сопротивление зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт $\rho_{зп}$ [7].

4.0.2. Рассчитывается коэффициент остаточной нефтенасыщенности с использованием следующего уравнения:

$$K_{он} = 1 - \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_{в}}{K_{п}^m \cdot \rho_{гп}}}$$

где $\rho_{в}$ - это сопротивление пластовой воды. А, m, B, n - петрофизические параметры уравнений Арчи-Дахнова, применяемые для данных отложений.

5 Определение коэффициента остаточного водонасыщения коллекторов

5.1 Для расчета коэффициента остаточного водонасыщения $K_{вo}$ используется уравнение его связи с отношением объемной глинистости к открытой пористости:

$$K_{вo} = a \cdot (K_{гл} / K_{п}) + b,$$

где а, b - петрофизические коэффициенты (п.2), $K_{гл}$ и $K_{п}$ - коэффициент глинистости и пористости, соответственно, определяются, например, по данным ГИС (ГК и ПС [7]) или (СГК [4]).

6 Определение текущего нефтенасыщения коллекторов

Определение $K_{н}$ по данным ИНГК-С может быть произведено по одной из существующих методик, например, по разложению спектров [4].

7 Определение коэффициента обводненности притока $K_{оп}$

50

$$K_{оп} = \frac{K'_{прв} \left[\frac{1 - K_H - K_{в0}}{1 - K_{в0} - K_{н0}} \right]^{n_в} \mu_H}{K'_{прв} \left[\frac{K_H - K_{н0}}{1 - K_{в0} - K_{н0}} \right]^{n_н} \mu_в + K'_{прв} \left[\frac{1 - K_H - K_{в0}}{1 - K_{в0} - K_{н0}} \right]^{n_в} \mu_H}$$

где μ_H - коэффициент динамической вязкости нефти, $\mu_в$ - коэффициент динамической вязкости воды.

8 Определение ожидаемого состава притока

Для определения ожидаемого состава притока строится кривая $K_{оп}$ от глубины, которая разделяется следующим образом [1] (см. рис.2):

8.1 Если $K_{оп}=0$, то ожидаемый состав притока - «безводная нефть».

8.2 Если $K_{оп}>0$ и $K_{оп}<0.5$, то ожидаемый состав притока - «нефть с водой».

8.3 Если $K_{оп}>0.5$ и $K_{оп}<1$, то ожидаемый состав притока - «вода с нефтью».

8.2 Если $K_{оп}=1$, то ожидаемый состав притока - «вода».

Для обоснования и опробования предложенной методики на предмет корректности прогноза характера насыщенности и притока из пластов-коллекторов АВ1, были сопоставлены данные по фильтрационно-емкостным свойствам песчаников, полученными по комплексной обработке и интерпретации данных ГИС, с результатами промышленных исследований скважин Самотлорского месторождения.

На рис.3 представлены результаты сравнения относительного дебита определенного по комплексу ГИС, включающему ИНГК-С, и полученного при испытании пласта АВ1. Из диаграммы видно, что относительные дебиты, предсказанные по комплексу ГИС, хорошо согласуются с реальными результатами испытаний. Расхождение по параметру относительного дебита не превышает 10%, что подтверждает корректность выбора предложенной комплексной методики для решения задачи оценки характера притока из пласта-коллектора по данным ГИС, включающим спектрометрический гамма и импульсный нейтрон-гамма каротажи.

Следует отметить, что для получения наиболее достоверных результатов при определении источника обводнения необходимо знать техническое состояние скважины: герметичность колонны выше интервалов перфорации и затрубную циркулирующую жидкости этих интервалов.

9 Список литературы

1. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизики исследований скважин. - Москва, 2001.

2. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). М., Недра, 1978.

3. В.И.Петерсилье, В.И.Пороскуна, Г.Г.Яценко. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом. - 2003.

4. Калмыков Г.А. Методика определения минерально-компонентного состава терригенных пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным комплекса ГИС, включающего спектрометрический ГК. Диссертация на соискание степени кандидата технических наук, М., ВНИИгеосистем, 2001.

5. Калмыков Г.А., Ревва М.Ю., Применение комплекса ГИС с включением спектрометрического гамма-каротажа для оценки емкостных свойств коллекторов // Сборник трудов научно-практической конференции ОЕАГО, «Выделение коллекторов, оценка их ФЭС и нефтегазонасыщенности по данным полевой и

промышленной геофизики в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции»
г.Тюмень, 12-13 октября 2004 г.

6. Дон Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении, М., 2001.

7. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учебное пособие для вузов М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2007.

8. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при стационарной фильтрации. // Отраслевой стандарт Миннефтепрома. ОСТ 39-235-89. М.: Миннефтепром. 1989.

9. Методические рекомендации по применению ядернофизических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж для оценки нефте- и газонасыщенности пород коллекторов в обсаженных скважинах. Под редакцией В.И. Петерсилье и Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2006.

Формула изобретения

Способ определения коэффициента обводненности и состава притока нефтяной скважины, включающий проведение геофизических исследований скважины (ГИС) с использованием импульсного нейтрон-гамма спектрометрического каротажа, определение компонентного состава пород, включая пористость и коэффициент текущего нефтенасыщения (K_H), отличающийся тем, что предварительно подготавливают коллекцию образцов керна из коллекторов, вскрытых опорными скважинами, по результатам исследования которой определяют: текущую водонасыщенность (K_B), коэффициенты относительной фазовой проницаемости по нефти и по воде ($K'_{прн}$, $K'_{прв}$), экспоненциальные значения относительной водо- и нефтепроницаемости (n_B, n_H), коэффициент глинистости ($K_{ГЛ}$), коэффициент пористости (K_P), петрофизические параметры (а, b) связи коэффициента остаточной водонасыщенности и отношения объемной глинистости к пористости, коэффициент остаточной нефтенасыщенности ($K_{НО}$), далее рассчитывают коэффициент остаточного водонасыщения $K_{ВО} = a \cdot (K_{ГЛ} / K_P) + b$, после чего вычисляют коэффициент обводненности притока ($K_{ОП}$) по следующей формуле:

$$K_{ОП} = \frac{K'_{прв} \left[\frac{1 - K_H - K_{ВО}}{1 - K_{ВО} - K_{НО}} \right]^{n_B} \mu_H}{K'_{прн} \left[\frac{K_H - K_{НО}}{1 - K_{ВО} - K_{НО}} \right]^{n_H} \mu_B + K'_{прв} \left[\frac{1 - K_H - K_{ВО}}{1 - K_{ВО} - K_{НО}} \right]^{n_B} \mu_H}$$

где K_H - коэффициент текущего нефтенасыщения,

$K_{ВО}$ - коэффициент остаточного водонасыщения,

$K_{НО}$ - коэффициент остаточной нефтенасыщенности,

$K'_{прн}$ - коэффициент относительной фазовой проницаемости по нефти,

$K'_{прв}$ - коэффициент относительной фазовой проницаемости по воде,

n_B - экспоненциальное значение относительной водопроницаемости,

n_H - экспоненциальное значение относительной нефтепроницаемости,

μ_H - коэффициент динамической вязкости нефти,

μ_B - коэффициент динамической вязкости воды,

далее по полученному коэффициенту обводненности проводят оценку ожидаемого состава притока.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

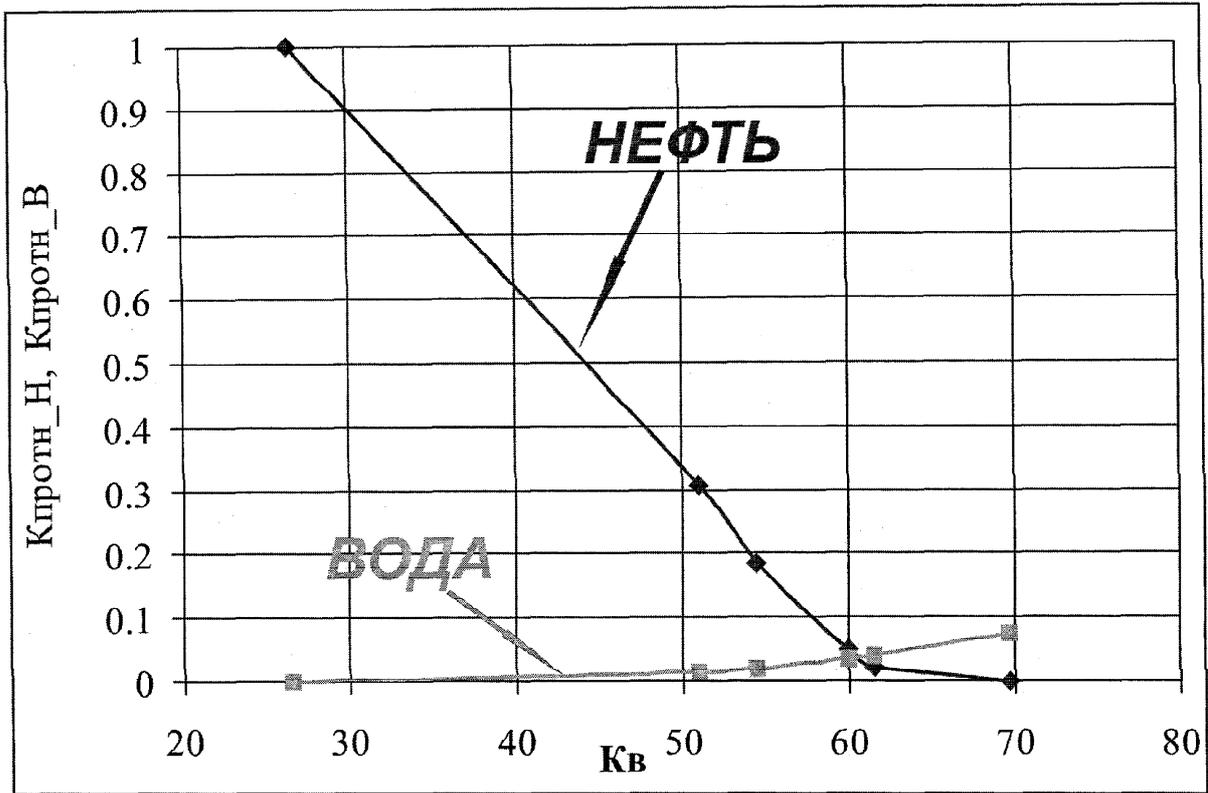
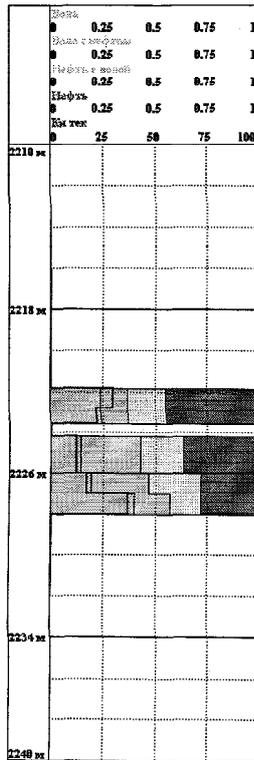


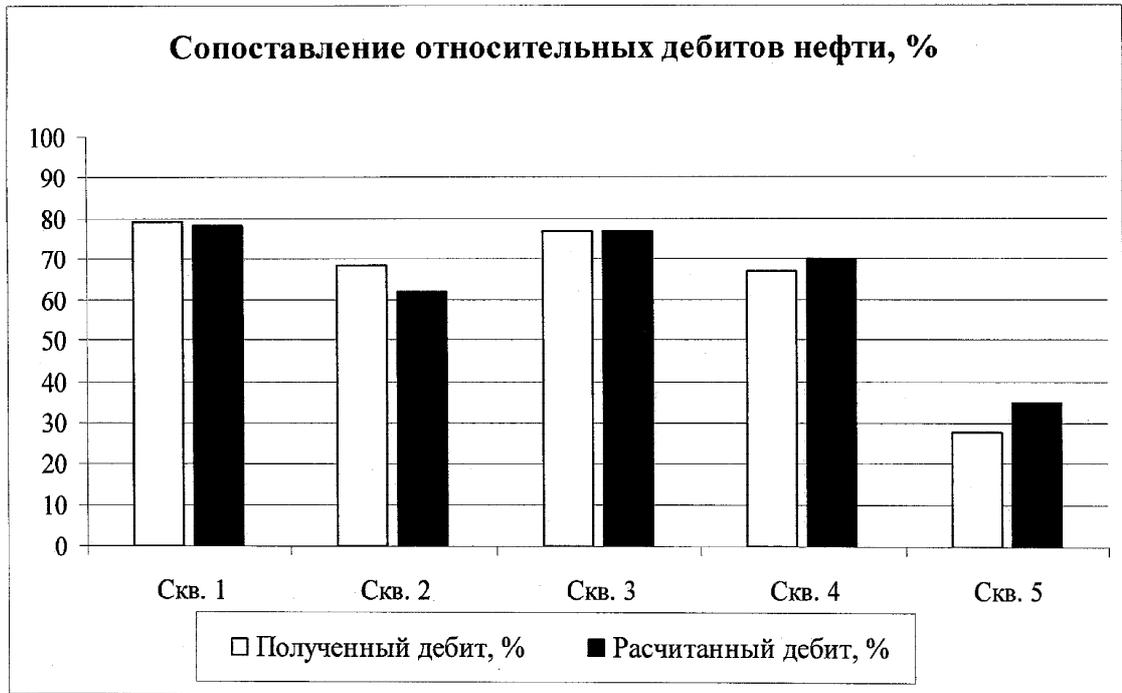
График зависимости относительных фазовых проницаемостей по воде и нефти от коэффициента водонасыщения

Рис. 1



Флюидальная модель пласта АВ1 и Кн

Рис. 2



Сопоставление данных об относительных дебитах по воде скважины полученными расчетными путями с результатами промышленных исследований скважин

Рис.3