



(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.03.31

(22) Дата подачи заявки
2018.09.12

(51) Int. Cl. *E21B 49/00* (2006.01)
E21B 47/00 (2006.01)
E21B 47/10 (2006.01)
G01N 15/00 (2006.01)

(54) СПОСОБ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

(96) KZ2018/051 (KZ) 2018.09.12

(71)(72) Заявитель и изобретатель:
КАЗЕТОВ САГИДУЛЛА
ИБАТУЛЛОВИЧ (KZ)

(74) Представитель:
Сафина М.Б. (RU)

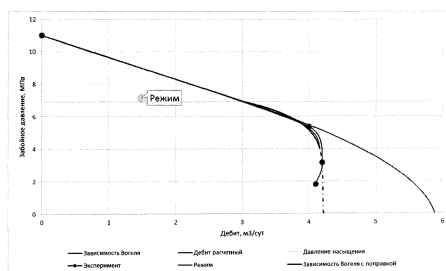
(57) Изобретение относится к способу прогнозирования продуктивности добывающих скважин для оптимизации забойных давлений. Для повышения надежности и точности прогнозирования в условиях неоднородных по проницаемости месторождений предлагается способ, в котором определяют проницаемость зоны контура питания, для чего проводят лабораторные исследования зависимостей газонасыщенности от давления и относительной проницаемости газированной нефти - от газонасыщенности, аппроксимируют полученные кривые и получают зависимость относительной проницаемости газированной нефти от давления:

$$k_{нг} = k_n e^{-d(aP^2 - bP + c)} \quad (12)$$

где k_n - относительная проницаемость нефти, определяют дебит жидкости при забойном давлении, равном давлению насыщения нефти газом, по формуле Дююи, а при забойном давлении ниже давления насыщения - с учетом проницаемости неоднородного коллектора в зоне контура питания по формуле заявителя. Дополнительно для оценки прогнозного дебита используют следующую формулу:

$$Q = K_0(P_{res} - P_s) + 0.8 \left(K_0 \frac{P_s}{\beta} \right) \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^6 \right) \quad (20),$$

где K_0 - коэффициент продуктивности скважины при $P_{wf} = P_s$, где P_s - давление насыщения нефти газом, P_{res} и P_{wf} - соответственно пластовое и забойное давления, причем для Узеньского месторождения $\beta = 3.6$.



Способ прогнозирования продуктивности скважин

Изобретение относится к эксплуатации добывающих скважин, а именно к способу прогнозирования их продуктивности для оптимизации забойных давлений.

В настоящее время при разработке нефтяных месторождений стремятся поддерживать пластовое давление выше давления насыщения, а забойное давление - ниже давления насыщения. При этом для оценки дебита скважины широко используется композитная зависимость Вогеля:

$$Q = K_0(P_{res} - P_s) + \left(K_0 \frac{P_s}{1.8}\right) \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2\right), \quad (1)$$

где Q – дебит жидкости; P_s – давление насыщения нефти газом; P_{res} и P_{wf} – соответственно пластовое и забойное давления; K_0 – коэффициент продуктивности скважины при $P_{wf} = P_s$.

Известны способы модификации формулы (1) в связи с рядом ограничений для ее применения и, соответственно, недостаточной надежностью, выражающейся в завышении прогнозируемого дебита; например, для скважин с ГРП (С.Г. Вольпин, А.В. Свалов, И.В. Афанаскин, Д.А. Корнаева, А.Р. Сайтгареев. Анализ методов интерпретации индикаторных диаграмм для скважин с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) при забойном давлении ниже давления насыщения с помощью численного моделирования. - Труды НИИ системных исследований РАН, 2014, т. 4, №1, с.66-70).

Для XIII и XIV горизонтов месторождения Узень (пласты XIV горизонта являются высоконеоднородными), например, используются (Лысенко В. Д. Влияние отклонений забойных давлений на дебит нефти // Нефтепромысловое дело. - 2006. - № 10. – С.4-6) эмпирические зависимости для оценки коэффициента продуктивности скважины при давлениях ниже давления насыщения нефти газом с использованием коэффициента $\alpha=0,35$ 1/МПа, характеризующего степень изменения коэффициента продуктивности на единицу снижения давления ниже давления насыщения:

$$\frac{K_{01}}{K_0} = e^{-\alpha(P_s - P_{wf})}, \quad (2)$$

где K_{01} – коэффициент продуктивности при давлении ниже давления насыщения.

Однако, как будет показано ниже, расчеты, производимые по формуле (2) для XIV горизонта, не соответствуют выборочным промысловым данным.

Наиболее близким к предлагаемому способу прогнозирования продуктивности скважин является способ с применением эмпирической корреляционной зависимости, учитывающей, кроме физико-химических свойств флюидов, также и фильтрационно-

емкостные характеристики коллектора группы месторождений (М.Н. Харисов, Э.А. Юнусова, Э.А. Харисова. ИНДИКАТОРНАЯ КРИВАЯ ДЛЯ СЛУЧАЯ ТРЕХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ ЗАБОЙНОМ ДАВЛЕНИИ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ. – Нефтегазовое дело, 2018, т. 16, № 1, с. 32-37 - прототип). При помощи корреляционно-регрессионного анализа была выявлена эмпирическая кривая, описывающая зависимость приведенного забойного давления на наклонно-направленной скважине от потенциального приведенного дебита нефти для случая радиального псевдоустановившегося трехфазного притока, которая представляет собой полином второй степени; при анализе одним из определяющих параметров являлось среднее давление на радиусе контура питания. По данным указанной публикации, среднее относительное отклонение значений, рассчитанных с использованием индикаторной диаграммы, от значений, полученных в результате геолого-гидродинамического моделирования, снизилось с 10 % (в случае применения зависимости Вогеля) до 3 % (по публикации-прототипу).

Очевидно, среднее давление на радиусе контура питания, принимаемое во внимание способом-прототипом, связано с проницаемостными характеристиками зоны контура; однако практика показывает, что прогноз дебитов (продуктивности) скважин **неоднородных** месторождений (таких как месторождение Узень) не может быть надежным без непосредственного учета проницаемости контура питания.

Решаемая задача и ожидаемый технический результат заключаются в повышении надежности и точности прогнозирования продуктивности скважин **неоднородных** по проницаемости месторождений за счет учета проницаемости контура питания. Предлагаемый способ универсален, так как он применим для неоднородных пластов.

Для повышения надежности и точности результатов предлагается методика решения задачи, позволяющая вести расчёты по значению проницаемости, описывающая характер фильтрации флюида в зоне контура питания скважины, и – дополнительно - с определением фильтрационных свойств породы по дебиту нефти.

Предлагаемый способ прогнозирования продуктивности скважин для оптимизации забойных давлений с учетом физико-химических параметров флюидов и фильтрационных свойств пористой среды, отличается тем, что в качестве фильтрационных свойств пористой среды определяют проницаемость зоны контура питания, для чего проводят лабораторные исследования зависимостей газонасыщенности от давления и относительной проницаемости газированной нефти - от газонасыщенности, аппроксимируют полученные кривые и получают зависимость

относительной проницаемости газированной нефти от давления; дебит жидкости при забойном давлении, равном давлению насыщения нефти газом, определяют по формуле Дюпюи, с учетом обводненности жидкости определяют дебит нефти и коэффициент продуктивности по нефти; а при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом дебит нефти определяют по предлагаемой заявителем модифицированной формуле Дюпюи. Дополнительно для оценки прогнозного дебита используют предлагаемую заявителем модифицированную формулу Вогеля, для оценки корректности которой проводят выборочные промысловые исследования с измерением дебитов при разных забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом.

Заявляемый способ разрабатывался для Узеньского месторождения, но применим и к другим неоднородным месторождениям, тем более что заявитель рекомендует проведение выборочных замеров дебита для контроля адекватности модели.

Разработка скважин Узеньского месторождения ведется при пластовом давлении выше давления насыщения и забойном давлении выше и ниже давления насыщения.

Для реализации предлагаемого способа определения коэффициента продуктивности при забойном давлении ниже давления насыщения необходимы следующие параметры:

- пластовое давление;
- давление насыщения;
- вязкость жидкости, нефти и воды;
- радиусы контура питания и скважины;
- эффективная толщина пласта;
- обводненность продукции;
- результаты лабораторных исследований зависимостей газонасыщенности от давления и относительной проницаемости газированной нефти - от газонасыщенности.

На фиг.1 представлена полученная в результате лабораторных исследований зависимость фазовой (относительной) проницаемости коллектора для газированной нефти от газонасыщенности потока нефти (Узеньское месторождение, XIV горизонт).

На фиг.2 представлена полученная в результате лабораторных исследований зависимость газонасыщенности потока нефти от давления (Узеньское месторождение, XIV горизонт).

Проницаемость коллектора в зоне контура питания определяется по результатам лабораторных исследований зависимостей газонасыщенности добываемой

нефти от давления и относительной проницаемости газированной нефти - от газонасыщенности нефти, в следующей последовательности.

Для дальнейшего преобразования применяется формула Дюпюи (3), предназначенная для определения дебита жидкости одиночной скважины в областях значений забойного давления выше или равных давлению насыщения:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{res} - P_{wf})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (3)$$

где k – проницаемость жидкости, h – эффективная толщина пласта, μ – вязкость жидкости, R_k и r_c – радиусы контура питания и скважины.

Преобразованием формулы Дюпюи (3), предназначенной для определения дебита одиночной скважины в областях значений забойного давления выше или равных давлению насыщения, получаем проницаемость в зависимости от дебита (4):

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2\pi h(P_{res} - P_{wf})}, \quad (4)$$

Указанная зависимость может быть использована для определения средней проницаемости в зоне контура питания неоднородных коллекторов. Параметр эффективной проницаемости контура питания в дальнейшем служит инструментом для получения прогнозных индикаторных диаграмм для пласта по результатам выборочных промысловых исследований.

Заявителем предлагается для XIV горизонта Узеньского месторождения модифицировать зависимость прогнозирования дебита нефти при забойном давлении ниже давления насыщения следующим образом, с учетом проницаемости в зоне контура питания неоднородных коллекторов:

$$Q_n = \frac{2\pi S}{\mu_n \cdot \ln\left(\frac{R_g}{r_c}\right)}, \quad (5)$$

где S – проводимость, μ_n – вязкость нефти, R_g – радиус разгазирования.

Проводимость S представляет собой следующий интеграл:

$$S = \int_{P_{заб}}^{P_{нас}} k_{нг} \cdot h_{нг} \cdot dP, \quad (6)$$

где $k_{нг}$ – фазовая (относительная) проницаемость для газированной нефти, $h_{нг}$ – толщина потока газированной нефти.

Фазовая (относительная) проницаемость коллектора для газированной нефти является функцией газонасыщенности потока нефти (фиг.1) и имеет следующий вид:

$$k_{нг} = k_n \cdot f_1(\Gamma), \quad (7)$$

где k_n – фазовая (относительная) проницаемость нефти.

В свою очередь газонасыщенность потока нефти (фиг.2) определяется как функция от давления:

$$\Gamma = f_2(P). \quad (8)$$

Лабораторно полученная зависимость газонасыщенности от давления для горизонта XIV Узеньского месторождения аппроксимирована квадратичной убывающей функцией:

$$\Gamma = 0,0184P^2 - 0,2719P + 1. \quad (9)$$

В целом в результате аппроксимации кривых, приведенных на фигурах 1 и 2, получены следующие зависимости:

$$\Gamma = aP^2 - bP + c, \quad (10)$$

$$k_{нг} = k_n e^{-d\Gamma}. \quad (11)$$

Подстановкой убывающей (10) и экспоненциальной (11) функций в (7), фазовая (относительная) проницаемость газированной нефти примет вид:

$$k_{нг} = k_n e^{-d(aP^2 - bP + c)}. \quad (12)$$

С использованием полученной проницаемости (12) определяется дебит жидкости при забойном давлении, равном давлению насыщения, по формуле (3). После чего через обводненность продукции находится дебит нефти Q_n и затем - коэффициент продуктивности:

$$K_{\text{продн}} = \frac{Q_n}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}. \quad (13)$$

Возвращаясь к модифицированной формуле (5) прогнозирования дебита при забойном давлении ниже давления насыщения, а именно к нахождению проводимости S по формуле (6), определяем толщину потока газированной нефти по формуле Баклея-Левверетта:

$$h_{нг} = \frac{h \left(\frac{k_B}{\mu_B} \right) (1-f)}{\frac{k_B}{\mu_B} (1-f) + f \left(\frac{k_{нг}}{\mu_H} \right)}, \quad (14)$$

где k_B – фазовая проницаемость воды, μ_H, μ_B – вязкость нефти и воды, f – обводненность.

Фазовая проницаемость для нефти и фазовая проницаемость для воды:

$$k_H = \frac{Q_H \cdot \mu_H \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}{2\pi h (P_{пл} - P_{заб})}, \quad (15)$$

$$k_B = \frac{Q_B \cdot \mu_B \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}{2\pi h (P_{пл} - P_{заб})}. \quad (16)$$

Значение проводимости S примет следующий вид:

$$S = \int_{P_{заб}}^{P_{нас}} e^{-d(aP^2 - bP + c)} \cdot \frac{k_H h \left(\frac{k_B}{\mu_B} \right) (1-f)}{\frac{k_B}{\mu_B} (1-f) + f \left(\frac{k_H e^{-d(aP^2 - bP + c)}}{\mu_H} \right)} \cdot dP. \quad (17)$$

Заменяя в формуле (3) вязкость жидкости на вязкость нефти, проницаемость по жидкости – на фазовую (относительную) проницаемость по нефти и приравняв формулы (3) и (5), определяем радиус разгазирования R_g :

$$R_g = (R_k \cdot r_c^B)^{\frac{1}{B+1}}, \quad (18)$$

где

$$B = \frac{k_H h (P_{res} - P_s)}{S}. \quad (19)$$

Таким образом, при забойном давлении ниже давления насыщения определены дебит нефти и, соответственно, коэффициент продуктивности добывающих скважин XIV горизонта Узеньского месторождения.

В целом получена полуэмпирическая методика для определения коэффициента продуктивности добывающих скважин XIV горизонта Узеньского месторождения.

Заявитель полагает, что данная методика определения коэффициента продуктивности добывающих скважин применима и для других неоднородных месторождений.

Промысловые исследования

В качестве примера промыслового эксперимента приводится фиг.3 – полученная зависимость дебита жидкости от забойного давления по скважине 4764, XIV горизонта Узеньского месторождения, имеющей следующие геолого-физические

характеристики: пластовое давление 11 МПа, давление насыщения 6,9 МПа, вязкости нефти и воды 2,8 и 0,4 мПа·с, соответственно, радиусы контура питания и скважины 250 м и 0,1 м, соответственно, толщина пласта 10 м, обводненность 75 %.

На фиг.3, кроме экспериментальных жирных точек величин дебита, полученных «на режиме» (т.е. выборочно снятых при режимной эксплуатации скважины, включая область забойных давлений ниже давления насыщения), и линии давления насыщения, параллельной оси абсцисс, присутствуют кривые, являющиеся результатом расчета дебита по Вогелю – по формуле (1) (самая правая кривая) и по предлагаемому способу с учетом проницаемости в зоне контура питания неоднородных коллекторов – по формуле (5). Видно, что результаты расчетов по зависимости Вогеля (самая правая кривая) значительно завышены относительно данных промысловых исследований. При этом предлагаемая методика с учетом проницаемости в зоне контура питания неоднородных коллекторов дает результаты, близкие к промысловым исследованиям, что свидетельствует об адекватности предлагаемого решения.

Изменение характера индикаторной диаграммы (фиг.3) с появлением вертикального линейного участка указывает на то, что дальнейшее снижение забойного давления не приводит к росту дебита скважины, т. е. точка, соответствующая началу вертикального участка, является критической, ограничивающей дальнейшее снижение забойного давления.

Аналогично проведены **промысловые эксперименты** по исследованию зависимости дебита жидкости от забойного давления по скважинам 5258 и 676 XIV горизонта Узеньского месторождения. На данных скважинах также результаты расчетов по зависимости Вогеля значительно завышены относительно данных промысловых исследований; при этом предлагаемая методика дает результаты, близкие к промысловым исследованиям, что свидетельствует об адекватности предлагаемого решения.

Изменение характера индикаторных диаграмм на данных скважинах аналогично фигуре 3, иллюстрирующей исследования на скважине 4764. А именно: появление вертикального линейного участка указывает на то, что дальнейшее снижение забойного давления не приводит к росту дебита скважины, т. е. точка, соответствующая началу вертикального участка, является критической, ограничивающей дальнейшее снижение забойного давления.

Предлагаемая модель совокупного прогнозирования дебита жидкости **при забойном давлении, равном давлению насыщения**, - с учетом проницаемости по формуле Дюпюи (3), а **при забойном давлении ниже давления насыщения** – с

учетом проницаемости неоднородного коллектора в зоне контура питания по формуле (5) повышает надежность, точность и универсальность предлагаемого способа, так как он применим для неоднородных пластов.

Результаты промысловых исследований в целом, кроме адекватности предлагаемой модели, показали, что в некоторых скважинах снижение забойного давления ниже давления насыщения более чем на 38 % приводит к загибу кривой к оси дебита, т. е. снижению дебита скважины. Зависимость дебита от забойного давления имеет физический смысл до перехода на линейный вертикальный участок. Полученная модель не описывает область вертикальной прямой, т. к. прогноз в данной зоне не имеет физического смысла. Согласно данным промысловых исследований, для добывающих скважин XIV горизонта Узеньского месторождения рекомендуемое минимально допустимое забойное давление составляет 62 % от давления насыщения нефти газом ($P_{заб} = 0,62 P_{нас}$).

К результатам промысловых замеров дебита скважин при разных забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом также относится внесение заявителем изменений в формулу Вогеля для адаптации к Узеньскому месторождению.

Модифицированная формула Вогеля выглядит следующим образом:

$$Q = K_0(P_{res} - P_s) + 0.8 \left(K_0 \frac{P_s}{\beta} \right) \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^6 \right) \quad (20),$$

причем для Узеньского месторождения по результатам указанных промысловых замеров дебита найдено значение $\beta = 3.6$;

формула (20) получена статистической обработкой промысловых замеров дебита.

На фигурах 4-5-6, кроме экспериментальных жирных точек величин дебита, полученных «на режиме» (т.е. выборочно снятых при режимной эксплуатации скважины, включая область забойных давлений ниже давления насыщения), и линий давления насыщения, параллельных оси абсцисс, показаны кривые - результаты следующих расчетов по скважинам 4764 (фиг.4), 5258 (фиг.5) и 676 (фиг.6) Узеньского месторождения:

по формуле Вогеля (1) (по скв. 4764 кривая присутствует также на фиг.3) – самая правая кривая;

по предлагаемому способу (5) (по скв. 4764 кривая присутствует также на фиг.3);

по предлагаемому способу с модифицированной формулой Вогеля (20) (зависимость Вогеля с поправкой) – на фигурах показана как кривая, выходящая на штрих-пунктир.

Фигуры 4-5-6 для скважин 4764, 5258 и 676 в части кривых по формулам (1) и (5) являются иллюстрацией описанных выше промысловых экспериментов, подтверждающих адекватность формулы (5), подобно фигуре 3.

Фигуры 4-5-6 для скважин 4764, 5258 и 676 также показывают, что предлагаемая модификация композитной формулы Вогеля (20) также хорошо описывает характер зависимости дебита жидкости скважины от забойного давления ниже давления насыщения. Предлагаемая модификация композитной формулы Вогеля (20) повышает ее универсальность, так как применима для неоднородных пластов.

Предлагаемый способ прогнозирования производительности скважин неоднородных пластов путем совокупного прогнозирования дебита жидкости при забойном давлении, равном давлению насыщения, - с учетом проницаемости по формуле Дюпюи (3), а при забойном давлении ниже давления насыщения – с учетом проницаемости неоднородного коллектора в зоне контура питания по формуле (5) и – дополнительно - по модифицированной формуле Вогеля (20) - повышает надежность, точность и универсальность предлагаемого способа, так как он применим для неоднородных пластов.

В таблице 1 представлены значения коэффициентов продуктивности, полученных при использовании формул (1), (2), (5) и (20) для скважины № 4764 Узеньского месторождения. Данные таблицы 1 подтверждают адекватность и надежность предлагаемых формул (5) и (20).

Таблица 1 - Коэффициенты продуктивности скважины № 4764

Забойное давление, МПа	Коэффициент продуктивности, $\frac{\text{м}^3}{\text{МПа} \cdot \text{сут}}$				
	при промысловом исследовании	по формуле (1)	по формуле (2)	по формуле (5)	по формуле (20)
5,37	0,709	0,989	0.435	0,74	0,72
3,17	0,536	0,66	0.202	0,53	0,51

Полученная полуэмпирическая модель для добывающих скважин XIV горизонта Узеньского месторождения позволяет определить дебит нефти при забойном давлении ниже давления насыщения с отклонением, не превышающим 2 %.

Исследования модифицированной формулы Вогеля (20) с использованием информации по месторождению Малый-Балык (Хасанов М. М., Мукминов И. Р., Бачин С. И. К расчету притока жидкости к скважинам, работающим в условиях локального разгазирования // Нефтепромысловое дело. - 2000. - № 8-9. - С. 38-42.) показали хорошую сходимость расчетов с промысловыми данными зависимости дебита скважины от забойного давления ниже давления насыщения при значении коэффициента $\beta = 8.5$.

Следовательно, модификация композитной формулы Вогеля (20) универсальна, так как применима для различных неоднородных месторождений. Однако для получения достоверных результатов прогнозирования она должна быть адаптирована для каждого месторождения путем проведения промысловых замеров дебита скважины при разных забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом.

Таким образом, поставленная заявителем задача решается тем, что предлагаемый способ прогнозирования продуктивности скважин для оптимизации забойных давлений с учетом физико-химических параметров флюидов и фильтрационных свойств пористой среды, отличается тем, что в качестве фильтрационных свойств пористой среды определяют проницаемость зоны контура питания, для чего проводят лабораторные исследования зависимостей газонасыщенности от давления и относительной проницаемости газированной нефти - от газонасыщенности, аппроксимируют полученные кривые и получают зависимость относительной проницаемости газированной нефти от давления:

$$k_{нг} = k_n e^{-d(aP^2 - bP + c)}, \quad (12)$$

где k_n - относительная проницаемость нефти,

определяют дебит жидкости при забойном давлении, равном давлению насыщения нефти газом, по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{res} - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (3)$$

где k - проницаемость по жидкости, h - эффективная толщина пласта, μ - вязкость жидкости, P_{res} и P_{wf} - соответственно пластовое и забойное давления, R_k и r_c - радиусы контура питания и скважины,

причем в качестве проницаемости по жидкости k используют $k_{нг}$, с учетом обводненности жидкости определяют дебит нефти и коэффициент продуктивности по нефти;

а при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом дебит нефти определяют по формуле:

$$Q_H = \frac{2\pi S}{\mu_H \cdot \ln\left(\frac{R_g}{r_c}\right)}, \quad (5)$$

где S – проводимость, μ_H – вязкость нефти, R_g – радиус разгазирования,

проводимость S представляет собой интеграл:

$$S = \int_{P_{заб}}^{P_{нас}} k_{HG} \cdot h_{HG} \cdot dP, \quad (6)$$

где h_{HG} – толщина потока газированной нефти.

Толщину потока газированной нефти h_{HG} , проводимость S и радиус разгазирования R_g определяют по формулам:

$$h_{HG} = \frac{h\left(\frac{k_B}{\mu_B}\right)(1-f)}{\frac{k_B}{\mu_B}(1-f) + f\left(\frac{k_{HG}}{\mu_H}\right)}, \quad (14)$$

где k_B – фазовая проницаемость воды, μ_H , μ_B – вязкость нефти и воды, f – обводненность;

$$S = \int_{P_{заб}}^{P_{нас}} e^{-d(aP^2 - bP + c)} \cdot \frac{k_H h\left(\frac{k_B}{\mu_B}\right)(1-f)}{\frac{k_B}{\mu_B}(1-f) + f\left(\frac{k_H e^{-d(aP^2 - bP + c)}}{\mu_H}\right)} \cdot dP. \quad (17)$$

$$R_g = (R_k \cdot r_c^B)^{\frac{1}{B+1}}, \quad (18)$$

где

$$B = \frac{k_H h(P_{res} - P_s)}{S}. \quad (19)$$

где P_s – давление насыщения нефти газом.

Дополнительно для оценки прогнозного дебита используют следующую формулу:

$$Q = K_0(P_{res} - P_s) + 0.8 \left(K_0 \frac{P_s}{\beta} \right) \left(1 - \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^6 \right) \quad (20),$$

причем для Узеньского месторождения $\beta = 3.6$,

для оценки корректности указанной формулы проводят выборочные промысловые исследования с измерением дебитов при разных забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ прогнозирования продуктивности скважин для оптимизации забойных давлений с учетом физико-химических параметров флюидов и фильтрационных свойств пористой среды, **отличающийся** тем, что в качестве фильтрационных свойств пористой среды определяют проницаемость зоны контура питания, для чего проводят лабораторные исследования зависимостей газонасыщенности от давления и относительной проницаемости газированной нефти - от газонасыщенности, аппроксимируют полученные кривые и получают зависимость относительной проницаемости газированной нефти от давления:

$$k_{нг} = k_n e^{-d(aP^2 - bP + c)} \quad (12)$$

где k_n - относительная проницаемость нефти,

определяют дебит жидкости при забойном давлении, равном давлению насыщения нефти газом, по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi k h (P_{res} - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}, \quad (3)$$

где k - проницаемость по жидкости, h - эффективная толщина пласта, μ - вязкость жидкости, P_{res} и P_{wf} - соответственно пластовое и забойное давления, R_k и r_c - радиусы контура питания и скважины,

причем в качестве проницаемости по жидкости k используют $k_{нг}$, с учетом обводненности жидкости определяют дебит нефти и коэффициент продуктивности по нефти;

а при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом дебит нефти определяют по формуле:

$$Q_n = \frac{2\pi S}{\mu_n \ln\left(\frac{R_g}{r_c}\right)}, \quad (5)$$

где S - проводимость, μ_n - вязкость нефти, R_g - радиус разгазирования,

проводимость S представляет собой интеграл:

$$S = \int_{P_{заб}}^{P_{нас}} k_{нг} \cdot h_{нг} \cdot dP, \quad (6)$$

где $h_{нг}$ - толщина потока газированной нефти.

2. Способ по п.1, **отличающийся** тем, что толщину потока газированной нефти $h_{нг}$, проводимость S и радиус разгазирования R_g определяют по формулам:

$$h_{\text{нг}} = \frac{h \left(\frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} \right) (1-f)}{\frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} (1-f) + f \left(\frac{k_{\text{нг}}}{\mu_{\text{н}}} \right)}, \quad (14)$$

где $k_{\text{в}}$ – фазовая проницаемость воды, $\mu_{\text{н}}$, $\mu_{\text{в}}$ – вязкость нефти и воды, f – обводненность;

$$S = \int_{P_{\text{заб}}}^{P_{\text{нас}}} e^{-d(aP^2 - bP + c)} \cdot \frac{k_{\text{н}} h \left(\frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} \right) (1-f)}{\frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} (1-f) + f \left(\frac{k_{\text{н}} e^{-d(aP^2 - bP + c)}}{\mu_{\text{н}}} \right)} \cdot dP. \quad (17)$$

$$R_g = (R_k \cdot r_c^B)^{\frac{1}{B+1}}, \quad (18)$$

где

$$B = \frac{k_{\text{н}} h (P_{\text{res}} - P_s)}{S}. \quad (19)$$

где P_s – давление насыщения нефти газом.

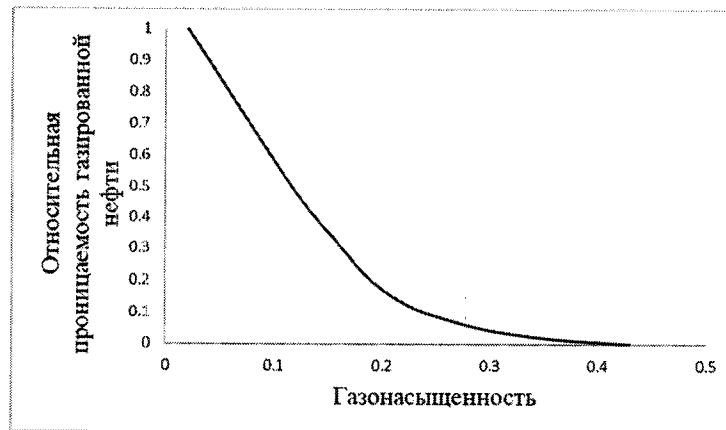
3. Способ по п.2, **отличающийся** тем, что дополнительно для оценки прогнозного дебита используют следующую формулу:

$$Q = K_0 (P_{\text{res}} - P_s) + 0.8 \left(K_0 \frac{P_s}{\beta} \right) \left(1 - \left(\frac{P_{\text{wf}}}{P_s} \right)^6 \right) \quad (20),$$

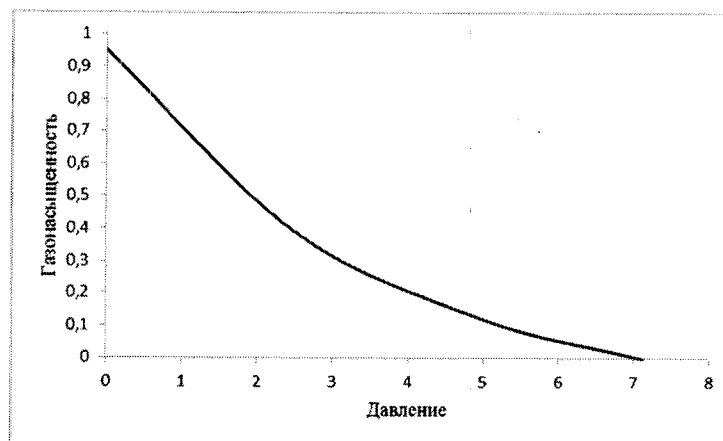
где K_0 – коэффициент продуктивности скважины при $P_{\text{wf}} = P_s$,

причем для Узеньского месторождения $\beta = 3.6$,

а для оценки корректности указанной формулы проводят выборочные промысловые исследования с измерением дебитов при разных забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом.

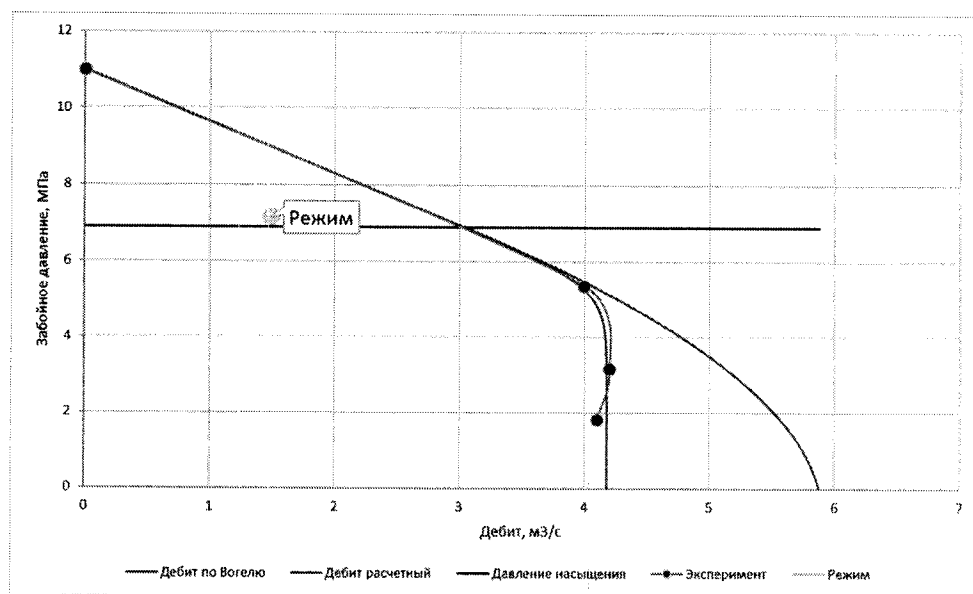


Фиг. 1

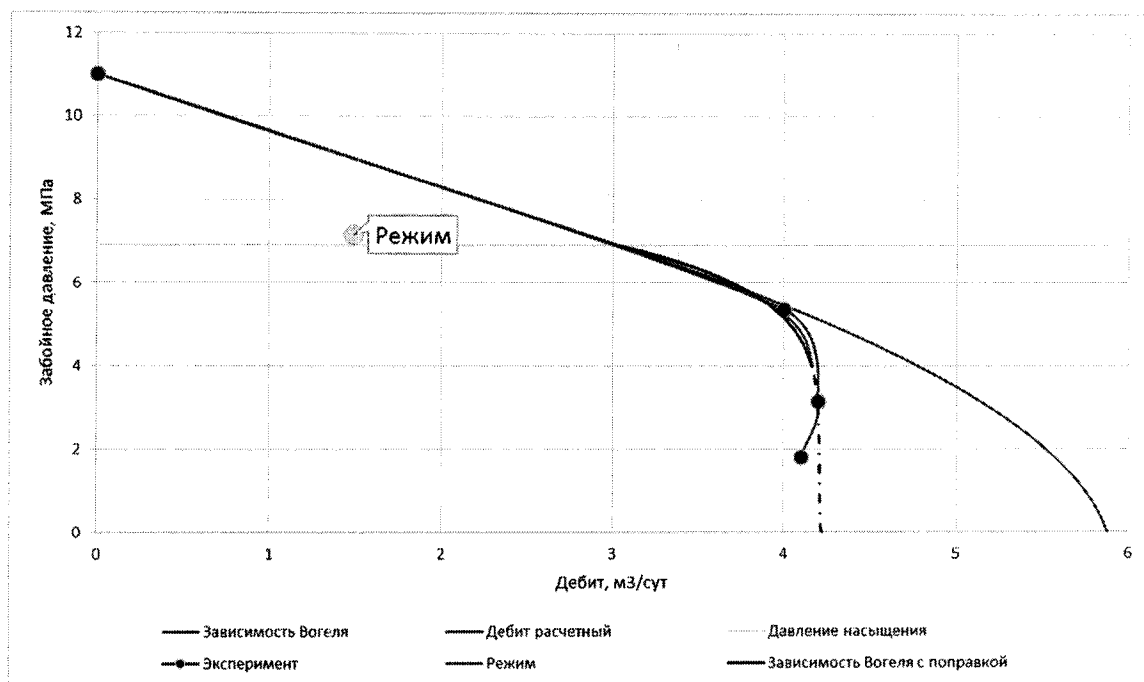


Фиг. 2

Казетов С.И.

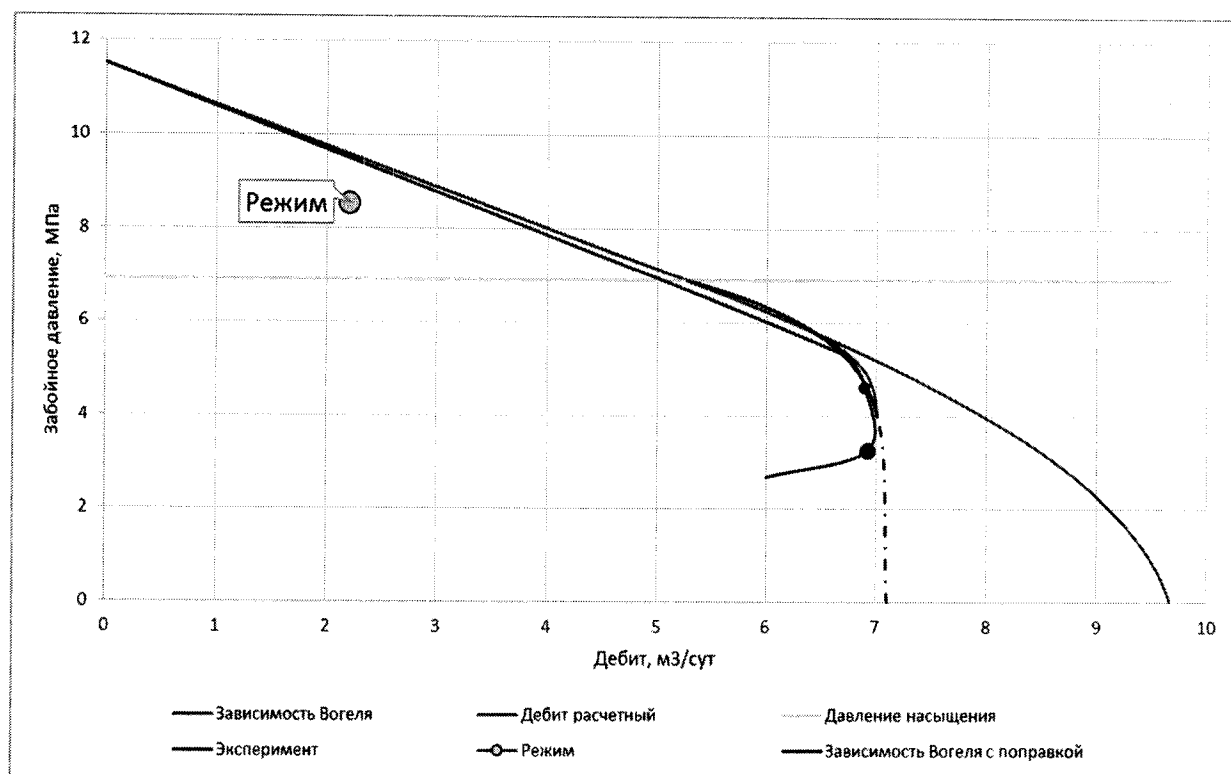


Фиг. 3

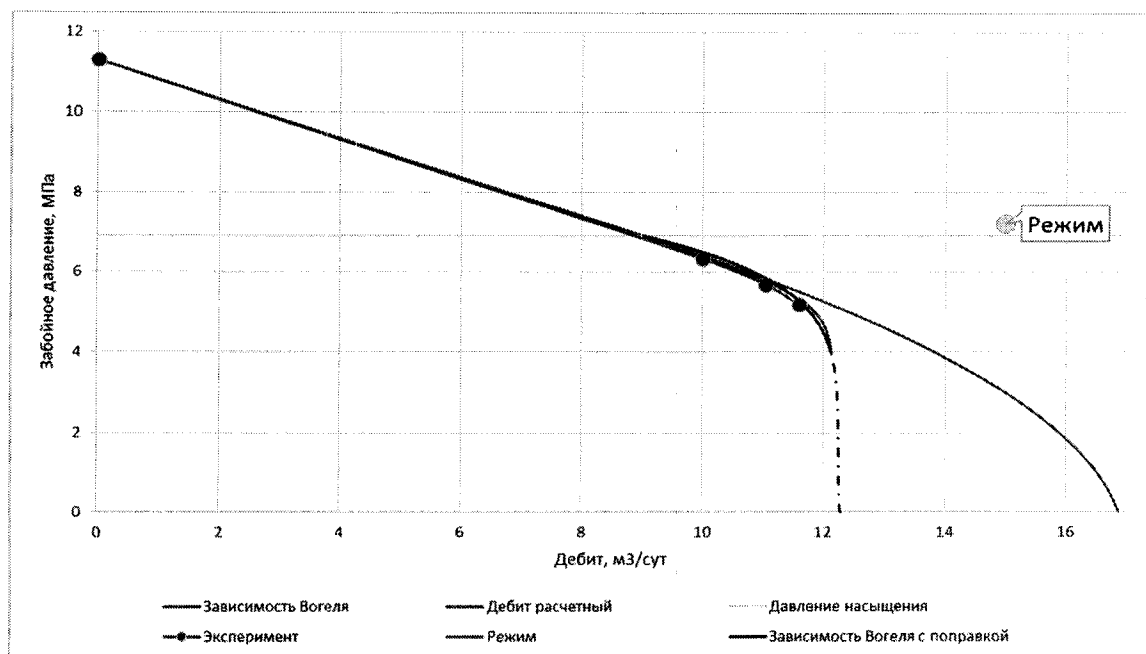


Фиг. 4

Казетов С.И.



Фиг. 5



Фиг. 6

ЕВРАЗИЙСКОЕ ПАТЕНТНОЕ ВЕДОМСТВО

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ
ПОИСКЕ(статья 15(3) ЕАПК и правило 42
Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

201800520

Дата подачи: 12 сентября 2018 (12.09.2018) Дата испрашиваемого приоритета:

Название изобретения: Способ прогнозирования продуктивности скважин

Заявитель: КАЗЕТОВ Сагидулла Ибатуллоевич

☐ Некоторые пункты формулы не подлежат поиску (см. раздел I дополнительного листа)☐ Единство изобретения не соблюдено (см. раздел II дополнительного листа)

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:

МПК: E21B 49/00 (2006.01)

СПК: E21B 49/00 (2013-01)

E21B 47/00 (2012.01)

E21B 47/00 (2013-01)

E21B 47/10 (2012.01)

E21B 47/10 (2013-01)

G01N 15/00 (2006.01)

G01N 15/00 (2013-01)

Согласно Международной патентной классификации (МПК) или национальной классификации и МПК

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Минимум просмотренной документации (система классификации и индексы МПК)

E21B 47/00-49/10, G01N 15/00-15/14

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 №
A	RU 2669980 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ГАЗПРОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА") 17.10.2018	1-3
A	SU 675175 A2 (СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ) 25.07.1979	1-3
A	RU 2301886 C1 (БЕЛОВА АНАСТАСИЯ ВИКТОРОВНА) 27.06.2007	1-3
A	EP 1394356 B1 (CHIKIN ANDREY YEGOROVICH) 14.06.2006	1-3

☐ 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

"Г" 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: 17 мая 2019 (17.05.2019)

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:

В.В. Евстигнеев

Телефон № (499) 240-25-91