

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036693**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.12.09

(51) Int. Cl. **E21B 47/103 (2012.01)**
E21B 47/06 (2012.01)

(21) Номер заявки
201800428

(22) Дата подачи заявки
2018.07.17

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

(43) **2020.01.31**

(72) Изобретатель:

(96) **2018000089 (RU) 2018.07.17**

**Асланян Артур Михайлович, Давыдов
Дмитрий Александрович, Саламатин
Андрей Николаевич (RU)**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ТЕРМОСИМ" (ООО
"ТЕРМОСИМ"); ОБЩЕСТВО
С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ТГТ
ПРАЙМ" (ООО "ТГТ ПРАЙМ") (RU)**

(74) Представитель:

**Пустовалова М.Л., Котлов Д.В.,
Равлина Е.А. (RU)**

(56) **RU-C1-2473803
US-B2-8656994
US-B2-8701762
US-B2-9348058**

(57) Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано при проведении геофизических исследований в добывающих скважинах. Способ определения профиля притока (добычи) добывающей скважины в терминах гидродинамических характеристик отдельных пластов (их продуктивностей и пластовых давлений) многопластовой залежи включает измерение температуры $T_f^{(1)}$ и забойного давления $p_b^{(1)}$ по стволу скважины после длительной работы скважины с постоянным известным дебитом на квазистационарном режиме; после чего изменяют дебит на заданную величину на время, достаточное для установления нового квазистационарного режима ее работы, и осуществляют повторные измерения температуры $T_f^{(2)}$ и забойного давления $p_b^{(2)}$ по стволу скважины. В случае необходимости и существования такой возможности проводят дополнительные измерения температуры и забойного давления по стволу скважины на других режимах ее эксплуатации с разными дебитами. Затем вычисляют пластовое давление p_l^{ex} , продуктивность K_l и определяют дебиты V_l каждого l -го пласта ($l=1, 2, \dots, L$, где L - верхний пласт скважины) на каждом режиме работы скважины на основе результатов замеров забойного давления и температуры при известных общих дебитах скважины на всех режимах исследования скважины путем решения системы алгебраических уравнений, начиная с самого верхнего L -го пласта $l = L, \dots, 2, 1$,

$$C_l Q_l (T_{fl}^{ex} - T_{fl}^{ex}) = K_l (p_l^{ex} - p_{bl}) (T_l^{ex} - T_{fl}^{ex} + \varepsilon_{fl} (p_l^{ex} - p_{bl})),$$

$$V_l = K_l (p_l^{ex} - p_{bl}),$$

где ε_{fl} - эффективный (нестационарный) коэффициент Джоуля-Томсона, T_l^{ex} - средняя по мощности пласта геотермическая температура, T_{fl}^{ex} - температура потока у нижней границы l -го пласта, T_{fl}^{ex} - результирующая температура потока на кровле l -го пласта, C_l - отношение объемной теплоемкости потока выше кровли l -го пласта и теплоемкости потока, поступающего из этого пласта, T_{cl} - средняя температура выхода флюида из l -го пласта, Q_l - суммарный дебит l -го и всех нижележащих пластов. Использование изобретения повышает точность и достоверность расчета профиля притока (добычи) в скважине на основе определения гидродинамических характеристик отдельных пластов (их продуктивностей и пластовых давлений) в многопластовой залежи.

B1**036693****036693****B1**

Область применения

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано при проведении геофизических исследований в добывающих скважинах для определения профиля притока (добычи) в терминах гидродинамических характеристик отдельных пластов (их продуктивностей и пластовых давлений) многопластовой залежи, а также оценки объема дополнительного притока флюида из нижней неисследованной (недоступной) зоны целевого интервала или из-под забоя скважины по известному общему дебиту скважины.

Уровень техники

Известны способы определения профиля притока и параметров околоскважинного пространства в многопластовой залежи - RU 2455482 C2, WO 2011081552 A1, US 8701762 B2 и др., в которых после длительной работы скважины с постоянным дебитом изменяют ее дебит, измеряют давление на забое скважины до и после изменения дебита, а также регистрируют изменения температуры скважинного флюида во времени вблизи границ продуктивных пластов. Кроме того, аналогичный метод определения профиля притока жидкости в многопластовой залежи путем измерения нескольких профилей температуры в стволе скважины на различных режимах ее работы с последующей интерпретацией полученных данных на основе компьютерного моделирования предложен в WO 2010036599 A2.

При этом во всех случаях обработка результатов измерений осуществляется с использованием упрощенных моделей процессов тепло- и массопереноса в продуктивных пластах без учета эффектов теплопроводности в призабойной зоне скважины (Чекалюк Э.Б. "Термодинамика нефтяного пласта". "Недра", М. 1965, см. стр. 63-68) и либо просто сводит процесс формирования температурного поля к конвективному "выносу" изменений температуры, вызванных эффектом Джоуля -Томсона, из зоны дренирования к забою скважины, либо изначально предполагает температурные возмущения в пласте стационарными. Такие приближения допустимы только при больших удельных дебитах флюида (скоростях фильтрации) и на предельно больших временах работы скважины на каждом режиме эксплуатации.

Кроме того, как в способе, раскрытом в RU 2455482 C2, так в способе, раскрытом в WO 2010036599 A2, использованы формулы, описывающие стационарные гидродинамические процессы, "в приближении быстрого установления давления", в то время как после переключения скважины на новый режим работы распределение давления в пластах в призабойной зоне и приток флюида к скважине, как правило, устанавливаются в течение нескольких часов и, даже, суток, и их нельзя считать постоянными. Далее, при различных пластовых давлениях (на контуре дренажной зоны) изменение забойного давления и дебита скважины неизбежно приводят к перераспределению притоков флюида из пластов и изменению относительных дебитов пластов, что не учитывается при обработке результатов согласно известным способам и используемым моделям.

Расчет скин-фактора пластов согласно указанной в RU 2455482 C2 методике не представляется реально возможным потому, что неявно предполагает задание радиуса возмущенной призабойной зоны, который априори неизвестен и не определяется на основе проводимых геофизических исследований. В свою очередь, удельный приток флюида к скважине также зависит от радиуса возмущенной призабойной зоны (пропорционален его квадрату), и эти две характеристики не могут быть найдены одновременно. Способ RU 2455482 C2 не может быть использован и в простейшем случае невозмущенной призабойной зоны с нулевым скин-фактором.

Также методы обработки результатов геофизических исследований, раскрытые в RU2455482 C2 и WO 2010036599 A2, в общем случае не применимы и при больших значениях времени, так как не учитывают эффектов теплообмена с кровлей и подошвой пластов, что существенно влияет на температуру выхода флюида в пластах малой мощности (толщиной менее 10 м).

В способе, раскрытом в WO 2011081552 A1, задача определения профиля притока флюида в скважину решается на основе прямого измерения температуры флюида на выходе из пласта в условиях нестационарного режима работы скважины. При этом, наряду с рассмотренными выше недостатками, предлагаемая методика так же, как и способ определения профиля притока, описанный в монографии Г.А. Череманского (Череманский Г.А. Прикладная геотермия. - Л.: Недра, 1977, с. 181-183), основывается на том, что пластовые давления в пластах, а именно депрессии - разности между пластовыми давлениями и измеряемыми забойными давлениями, являются известными величинами.

Существенным общим недостатком рассматриваемых подходов является то, что в них расчет профиля притока флюида не предполагает одновременного определения пластовых давлений на контуре питания (на границе дренажных зон) и осуществляется без учета возможных изменений этих важнейших характеристик в процессе разработки месторождения.

Кроме того, все методики базируются на упрощающих предположениях о постоянных и одинаковых для всех пластов коэффициентах Джоуля-Томсона, в то время как для корректной интерпретации результатов геофизических исследований должны использоваться, как показано на основе вычислительных экспериментов в монографии Г.Г. Куштановой (Куштанова Г.Г. Температурный контроль разработки месторождений нефти и газа, "Новое знание", 2003, см. стр. 63-65 и рис. 2-14), так называемые эффективные "нестационарные" коэффициенты Джоуля-Томсона, которые существенно зависят от проницаемостей пластов и режимов их эксплуатации.

Раскрытие изобретения

Задача, решаемая при использовании предлагаемого способа, заключается в создании универсального, единого подхода к организации геофизических исследований добывающих скважин и разработке обобщенной методики интерпретации данных термометрии, которая использует эффективные "нестационарные" коэффициенты Джоуля-Томсона, зависящие от удельных дебитов пластов, их фильтрационных характеристик и времени эксплуатации скважины на каждом из рассматриваемых режимов.

Техническим результатом настоящего изобретения является существенное расширение допустимых условий и повышение точности и достоверности расчета профиля притока (добычи) в скважине на основе определения гидродинамических характеристик отдельных пластов (их продуктивностей и пластовых давлений) в многопластовой залежи.

Еще одним техническим результатом, который достигается при использовании предлагаемого изобретения, является более строгая организация геофизических исследований и более надежная методика интерпретации получаемых данных.

Заявленный технический результат достигается тем, что способ определения профиля притока добывающей скважины и гидродинамических характеристик продуктивных пластов включает измерение температуры $T_f^{(1)}$ и забойного давления $p_b^{(1)}$ по стволу скважины после длительной работы скважины с постоянным известным дебитом на квазистационарном режиме; после чего изменяют дебит на заданную величину на время, достаточное для установления нового квазистационарного режима ее работы, и осуществляют повторные измерения температуры $T_f^{(2)}$ и забойного давления $p_b^{(2)}$ по стволу скважины. В случае необходимости и существования такой возможности проводят дополнительные измерения температуры и забойного давления по стволу скважины на других режимах ее эксплуатации с разными дебитами, а затем вычисляют пластовое давление p_l^{ex} , продуктивность K_l и определяют дебиты V_l каждого l -го пласта ($l=1, 2, \dots, L$, где L - верхний пласт скважины) на каждом режиме работы скважины на основе результатов замеров забойного давления и температуры при известных общих дебитах скважины на всех режимах исследования скважины путем (как подробно описано ниже в разделе "Сущность изобретения") решения системы алгебраических уравнений, начиная с самого верхнего L -го пласта $l = L, \dots, 2, 1$,

$$C_l Q_l (T_{fl}^\vee - T_{fl}^\vee) = K_l (p_l^{ex} - p_{bl}) (T_l^{ex} - T_{fl}^\vee + \varepsilon_{fl} (p_l^{ex} - p_{bl})),$$

$$V_l = K_l (p_l^{ex} - p_{bl}),$$

где ε_{fl} - эффективный (нестационарный) коэффициент Джоуля-Томсона,

T_l^{ex} - средняя по мощности пласта геотермическая температура,

$T_{fl}^\vee$ - температура потока у нижней границы l -го пласта,

$T_{fl}^\vee$ - результирующая температура потока на кровле l -го пласта,

C_l - отношение объемной теплоемкости потока выше кровли l -го пласта и теплоемкости потока, поступающего из этого пласта,

T_{cl} - средняя температура выхода флюида из l -го пласта,

Q_l - суммарный дебит l -го и всех нижележащих пластов.

При этом заданная величина изменения дебита скважины может составлять 25-50% от начального режима скважины.

При этом время, достаточное для установления ее нового квазистационарного режима может составлять от 12 ч до 2-3 суток.

При этом для расчета профиля температуры и забойного давления по стволу скважины возможно использовать высокоточный термогидродинамический симулятор.

Данный метод наряду с определением профиля притока по пластам, вдоль которых был произведен замер, позволяет также оценить общий объем притока флюида из нижней неисследованной (недоступной) зоны целевого (исследуемого) горизонта или из-под забоя скважины как разность между общим известным (измеряемым) дебитом скважины и количеством флюида (суммарным притоком), добытым из исследованной части пластов.

В предлагаемом изобретении интерпретация данных геофизических исследований проводится на основе уравнений теплового баланса, описывающих процесс калориметрического смешивания потоков, втекающих в скважину, что позволяет повысить точность определения параметров скважины.

Использование современного термогидродинамического симулятора, моделирующего, наряду с процессами конвективного теплопереноса, явления кондуктивной теплопроводности и другие термогидродинамические эффекты, при этом позволяет существенно расширить область применимости предлагаемого способа и повысить по сравнению с известными методиками достоверность определения профиля притока и гидродинамических характеристик отдельных пластов за счет уточнения оценок эффектив-

ных "нестационарных" коэффициентов Джоуля-Томсона.

Более строгая организация геофизических исследований на основе планирования эксперимента и повышение надежности интерпретации получаемых данных также предполагают повсеместное использование современных высокоточных термогидродинамических симуляторов, позволяющих также итерационно рассчитывать теплофизические свойства сложных, многофазных потоков в призабойной зоне многопластовой залежи и в скважине, дополнительно учитывать неоднородность пород и продуктивных пластов, эффекты нестационарности и другие особенности термогидродинамических процессов в продуктивных горизонтах, включая теплообмен между скважиной, окружающими породами и продуктивным горизонтом.

Приведенные ниже формулы обосновывают описываемую методику и могут быть использованы для предварительной обработки результатов измерений.

Сущность изобретения

Предлагаемый подход основан на определении гидродинамических характеристик отдельных пластов (их продуктивностей и пластовых давлений) в многопластовой залежи. Общее количество пластов L в предлагаемом способе не ограничено.

Обработка данных способом, предложенном в настоящем изобретении, позволяет найти профили притоков $V_1, V_2, \dots, V_L$ по пластам $l = 1, 2, \dots, L$, вдоль которых был произведен замер, и оценить общий объем притока флюида из нижней неисследованной зоны целевого горизонта или из-под забоя скважины.

На фиг. 1 представлено схематичное изображение добывающей скважины. Данные барометрии, термометрии и результатов интерпретации.

Общий подход к определению профиля притока в добывающей скважине основан на том, что после длительной работы скважины на квазистационарном режиме, когда последующие изменения температуры и давления за время проведения геофизических исследований оставались бы пренебрежимо малыми, при постоянном известном объемном дебите $Q_0^{(1)}$ на уровне кровли верхнего пласта, проводят замеры профилей температуры $T_f^{(1)}$ и забойного давления $p_b^{(1)}$ по стволу скважины (см. чертеж).

Измерения температуры в скважине производятся высокоточными скважинными термометрами в насосно-компрессорных трубах (НКТ), либо с использованием сопоставимых по качеству оптоволоконных конструкций, расположенных внутри или за НКТ, либо за обсадной колонной. Замеры забойного давления производятся глубинными регистрирующими манометрами, либо косвенным методом, обеспечивающим соответствующую точность.

После чего в случае определения профиля притока в вертикальной или наклонной скважине изменяют дебит на заданную величину (25-50% от начального $Q_0^{(1)}$ до значения $Q_0^{(2)}$ на время, достаточное для установления нового квазистационарного режима ее работы (по предварительным оценкам - от 12 ч до 2-3 суток) и повторяют замеры температуры $T_f^{(2)}$ и забойного давления $p_b^{(2)}$ по стволу скважины (см. чертеж).

Дополнительные исследования на трех и более режимах эксплуатации скважины с разными дебитами повышают статистическую достоверность получаемых данных. Предпочтительно изменять дебит скважины в сторону увеличения, если это возможно, так как при этом возрастает скорость стабилизации термогидродинамических процессов в призабойной зоне скважины и повышается надежность получаемых геофизических данных и их интерпретации.

В случае определения профиля притока в горизонтальной скважине, вскрывающей один пласт, геофизические исследования достаточно провести на одном квазистационарном режиме работы скважины с последующим определением общего (среднего) пластового давления в окрестности скважины. Повторные измерения профиля температуры и давления в горизонтальной скважине на новом гидродинамическом режиме работы позволяют дополнительно повысить точность определения профиля притока и учесть возможные изменения пластового давления вдоль скважины, однако время выхода горизонтальной скважины на новый квазистационарный термогидродинамический режим может достигать нескольких месяцев, что существенно ограничивает возможности таких исследований.

Рекомендуемые выше вариации дебита скважины в пределах 25-50% от ее начального режима определялись на основе результатов предварительного моделирования (Куштанова Г.Г. Температурный контроль разработки месторождений нефти и газа, "Новое знание", 2003, стр. 63-65 и рис. 2-14), исходя

из условий надежного расчета эффективных нестационарных коэффициентов Джоуля-Томпсона ε_{fl} , учитывающих историю работы скважины, теплофизические свойства и изменения режимов добычи каждого l -го пласта. Малые изменения общего объема добычи приводят к близким термограммам, различия между которыми будут сравнимы с погрешностью температурных измерений. В свою очередь, большие изменения общего дебита скважины могут приводить к существенным нарушениям фильтрационных свойств пластов и искажению результатов интерпретации геофизических исследований.

Важным условием проведения исследований является: стабильность функционирования эксплуатационного оборудования скважины на всех этапах геофизических измерений, а при наличии в скважине насосно-компрессорных труб (НКТ) забой скважины должен быть открыт в пределах продуктивной тол-

щи, а поток флюида должен быть восходящим и однонаправленным, без внутрискважинных перетоков.

Для интерпретации полученных геофизических данных осуществляется обработка результатов замеров давления и термометрии при известных общих дебитах на всех режимах исследования скважины, которая позволяет путем последовательного решения систем уравнений (1)-(3), приведенных ниже, рекуррентно оценить пластовые давления p_l^{ex} продуктивности K_l и дебиты V_l каждого l -го пласта, $l = L, \dots, 2, 1$, начиная с самого верхнего L -го пласта, на всех режимах работы скважины.

В основе предлагаемого метода расчета профиля притока и гидродинамических характеристик отдельных пластов (их продуктивности и пластовых давлений) многопластовой залежи лежат следующие известные положения подземной термогидромеханики.

Дебит V_l каждого l -го пласта с пластовым давлением p_l^{ex} на квазистационарном режиме определяется его продуктивностью K_l

$$V_l = K_l(p_l^{ex} - p_{bl}) . \quad (1)$$

Температура выхода флюида в пределах пласта не является постоянной, она изменяется по его мощности за счет геотермического градиента, а также за счет теплообмена пласта с выше- и нижележащими породами. Средняя температура выхода флюида T_{cl} определяется по формуле:

$$T_{cl} = T_l^{ex} + \varepsilon_{fl}(p_l^{ex} - p_{bl}) , \quad (2)$$

где ε_{fl} - эффективный нестационарный коэффициент Джоуля - Томсона l -го пласта,

T_l^{ex} - средняя по мощности пласта геотермическая температура пород, которая предполагается известной геологической характеристикой месторождения,

p_{bl} - измеренное забойное давление на уровне l -го пласта.

Уравнение калориметрического смещения скважинного потока с температурой T_{fl}^∞ , измеряемой напротив нижней границы l -го пласта с притоком V_l , определяет результирующую температуру T_{fl}^∞ потока, измеряемую в скважине на кровле этого пласта:

$$C_l Q_l (T_{fl}^\infty - T_{fl}^\infty) = V_l (T_{cl} - T_{fl}^\infty) , \quad l = 1, 2, \dots, L . \quad (3)$$

Здесь $Q_l = V_1 + \dots + V_l$ - суммарный дебит (добыча) l -го и всех нижележащих пластов, C_l - отношение объемной теплоемкости потока выше кровли l -го пласта и теплоемкости потока, поступающего из этого пласта.

В общем случае, когда измерения температуры в скважине производятся высокоточными термометрами в НКТ, либо с использованием оптоволоконного кабеля внутри скважины (не за обсадной колонной), температура T_{cl} потока, поступающего из пласта неизвестна, и одного уравнения теплового баланса (3) недостаточно для обработки скважинных термограмм и расчета объемов притоков V_l .

Подставляя соотношения (1) и (2) в (3) получим уравнение, относительно двух определяемых характеристик, пластового давления p_l^{ex} и продуктивности K_l , для каждого l -го пласта:

$$C_l Q_l (T_{fl}^\infty - T_{fl}^\infty) = K_l (p_l^{ex} - p_{bl}) (T_l^{ex} - T_{fl}^\infty + \varepsilon_{fl}(p_l^{ex} - p_{bl})) , \quad (4)$$

$$l = L, \dots, 2, 1.$$

Записывая уравнения (4) для всех режимов работы скважины $k=1, 2, \dots$, на которых производились исследования, для каждого l -го пласта будем иметь систему (не менее двух) алгебраических уравнений, из которой находятся величины p_l^{ex} и K_l , а значит (см. уравнение (1)) и дебиты $V_l^{(k)}$ для каждого k -ого режима работы скважины (см. фиг. 1).

Процедура рекуррентного расчета искомых характеристик пластов выполняется последовательно, начиная с верхнего пласта при Q_L равном общему дебиту скважины ($Q_L = Q_0$) и далее при $Q_{l-1} = Q_l - V_l$, $l = L, \dots, 2$, итерационно с учетом влияния изменения режима работы скважины и нестационарности температурных полей в ее окрестности на эффективные (нестационарные) коэффициенты Джоуля-Томсона ε_{fl} и, возможно, относительные теплоемкости C_l . Вычисления могут проводиться на основе предварительно составленных таблиц или номограмм для ε_{fl} и C_l как функций дебитов пластов и времени работы скважины на различных режимах ее эксплуатации, например по аналогии с таблицами и номограммами (Куштанова Г.Г. Температурный контроль разработки месторождений нефти и газа, "Новое знание", 2003, см. стр. 58-61, табл. 2.1-2.4 и стр. 65, рис. 2-14).

Более эффективным способом обработки геофизических замеров на основе уравнений (1)-(4) может

выступить, использование высокоточных термогидродинамических симуляторов, например коммерческого симулятора TERMOSIM, разработанного в компании TGT Oilfield Services, что позволяет значительно расширить область применимости способа и получить более точные результаты интерпретации за счет итерационного вычисления эффективных нестационарных коэффициентов Джоуля-Томсона и тепловых свойств сложных, многофазных потоков в призабойной зоне многопластовой залежи, а также за счет обеспечения наилучшего согласования результатов компьютерного моделирования с геофизическими данными (измеренными профилями температуры и давления).

Пример реализации описанного выше алгоритма иллюстрирует чертеж.

В рассматриваемом случае эксплуатационная скважина, добывающая нефть, вскрывает три продуктивных пласта с разными коллекторскими свойствами и разными пластовыми давлениями. Для однородного состава флюида относительные теплоемкости $C_l = 1$. С помощью термогидродинамического симулятора были искусственно воспроизведены (смоделированы) профили давления и температуры в скважине на двух режимах ее работы. На первом режиме с общим дебитом в пластовых условиях $Q_0^{(1)} = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$ скважина работала в течение 3-х месяцев; замеры давления и температуры показаны синими кривыми. На втором режиме с дебитом $Q_0^{(2)} = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$ скважина проработала 3-ое суток; замеры давления и температуры представлены розовыми кривыми.

Расчет характеристик пластов и профиля притока начинается с верхнего 3-го пласта. Система из двух уравнений (4) формулируется при известной геотермической температуре пласта $T_3^{ex} = 88.81^\circ\text{C}$ для двух дебитов флюида $Q_3^{(1)} = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $Q_3^{(2)} = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$ (совпадающих с общими дебитами скважины $Q_0^{(1)}$ и $Q_0^{(2)}$), соответствующих замеренных забойных давлениях $p_{b3}^{(1)} = 23.73 \text{ МПа}$ и и температурах потока у подошвы пласта $T^{(1)}_{\beta} = 89.99^\circ\text{C}$, $T^{(2)}_{\beta} = 90.35^\circ\text{C}$ и на его кровле $T^{\wedge(1)}_{\beta} = 90.35^\circ\text{C}$, $T^{\wedge(2)}_{\beta} = 90.73^\circ\text{C}$ (см. чертеж).

Уравнения (4) решаются итерационно относительно величин p_3^{ex} и K_3 совместно с расчетом притоков по формуле (1) и эффективных нестационарных коэффициентов Джоуля-Томсона с использованием таблиц или симулятора.

В ходе итераций эффективные нестационарные коэффициенты Джоуля-Томсона в верхнем пласте для каждого из двух режимов эксплуатации принимают следующие различные значения:

$$\varepsilon_{\beta}^{(1)} = 0.225^\circ\text{C}/\text{МПа}, \quad \varepsilon_{\beta}^{(2)} = 0.210^\circ\text{C}/\text{МПа}.$$

Исключая продуктивность K_3 из двух уравнений (4), записанных при указанных выше параметрах, приходим к квадратному уравнению относительно пластового давления p_3^{ex} пласта 3. В рассматриваемом случае только один корень уравнения $p_3^{ex} = 31.61 \text{ МПа}$ имеет физический смысл, так как только ему соответствует неотрицательное значение продуктивности пласта $K_3 = 15.42 \text{ м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{сут})$.

Соответствующие дебиты флюида из верхнего пласта, рассчитанные для двух исследованных режимов по формуле (1), равны

$$V_3^{(1)} = 122 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad V_3^{(2)} = 164 \text{ м}^3/\text{сут},$$

а профили притоков показаны на фиг. 1.

На следующем шаге интерпретации геофизических данных определяются характеристики среднего, 2-го пласта.

Суммарные дебиты флюида на его кровле равны

$$Q_2^{(1)} = Q_3^{(1)} - V_3^{(1)} = 78 \text{ м}^3/\text{сут} \quad \text{и} \quad Q_2^{(2)} = Q_3^{(2)} - V_3^{(2)} = 136 \text{ м}^3/\text{сут}$$

а первом и втором режимах исследования скважины. Так же, как и в случае верхнего пласта, система из двух уравнений (4) для пласта 2 формулируется при известной геотермической температуре пласта $T_2^{ex} = 89.08^\circ\text{C}$ и замеренных забойных давлениях $p_{b2}^{(1)} = 23.89 \text{ МПа}$ и $p_{b2}^{(2)} = 21.12 \text{ МПа}$ и температурах потока у его подошвы $T^{(1)}_{\beta} = 89.99^\circ\text{C}$, $T^{(2)}_{\beta} = 90.29^\circ\text{C}$ и на кровле $T^{\wedge(1)}_{\beta} = 90.02^\circ\text{C}$, $T^{\wedge(2)}_{\beta} = 90.39^\circ\text{C}$ (см. чертеж).

Уравнения (4) решаются итерационно относительно величин p_2^{ex} и K_2 совместно с расчетом притоков по формуле (1) и эффективных нестационарных коэффициентов Джоуля-Томсона с использованием таблиц или симулятора, что в конечном итоге дает

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\beta}^{(1)} &= 0.183^\circ\text{C}/\text{МПа}, & \varepsilon_{\beta}^{(2)} &= 0.167^\circ\text{C}/\text{МПа}, \\ p_2^{ex} &= 29.57 \text{ МПа}, & K_2 &= 6.75 \text{ м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{сут}), \end{aligned}$$

определяет притоки

$$V_2^{(1)} = 39 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad V_2^{(2)} = 58 \text{ м}^3/\text{сут},$$

и профили притоков, изображенные на фиг. 1.

Очевидно, что притоки из нижнего 1-го пласта (см. чертеж) находятся непосредственно из условия материального баланса

$$V_1^{(1)} = Q_0^{(1)} - V_3^{(1)} - V_2^{(1)} = 39 \text{ м}^3/\text{сут},$$

$$V_1^{(2)} = Q_0^{(2)} - V_3^{(2)} - V_2^{(2)} = 78 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Дополнительные расчеты позволяют также рассчитать эффективные нестационарные коэффициенты Джоуля-Томсона нижнего пласта

$$\varepsilon_{\text{л}}^{(1)} = 0.174^\circ\text{C}/\text{МПа}, \quad \varepsilon_{\text{л}}^{(2)} = 0.162^\circ\text{C}/\text{МПа}$$

совместно с пластовым давлением и продуктивностью

$$p_{\text{л}}^{\text{ex}} = 27.31 \text{ МПа}, \quad K_1 = 12.55 \text{ м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{сут}),$$

В заключение выполненного анализа необходимо подчеркнуть, что рассчитанные выше эффективные нестационарные коэффициенты Джоуля-Томсона для всех трех пластов принципиально, более чем в 2-3 раза, отличаются от соответствующей предельной теоретической (термодинамической) оценки $\varepsilon_f \approx 0.545^\circ\text{C}/\text{МПа}$ без учета эффектов теплопроводности и конвективного теплопереноса в пластах.

При осуществлении вышеописанных этапов предлагаемого способа необходимо дополнительно учитывать возможные частные случаи его реализации:

при известных (или измеренных другими способами) пластовых давлениях или продуктивностях всех пластов в многопластовой залежи геофизические исследования достаточно провести лишь на одном квазистационарном режиме работы скважины с последующим определением неизвестных характеристик (продуктивностей пластов или пластовых давлений);

в горизонтальной скважине, вскрывающей один пласт, геофизические исследования так же, как отмечалось выше, достаточно провести на одном квазистационарном режиме ее работы скважины с последующим определением профиля притока и общего (среднего) пластового давления в окрестности скважины.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ определения профиля притока добывающей скважины, включающий определение гидродинамических характеристик продуктивных пластов, в соответствии с которым

осуществляют измерение температуры T_f и забойного давления p_b по стволу скважины после длительной работы скважины по меньшей мере на одном квазистационарном режиме работы скважины с известным дебитом при известных пластовых давлениях $p_{\text{л}}^{\text{ex}}$ или известных продуктивностях $K_{\text{л}}$ всех пластов скважины, после чего вычисляют неизвестные значения продуктивности $K_{\text{л}}$ или значения пластового давления $p_{\text{л}}^{\text{ex}}$ и определяют дебит $V_{\text{л}}$ каждого 1-го пласта, или

осуществляют измерение температур T_f и забойных давлений p_b по стволу скважины после длительной работы скважины по меньшей мере на двух квазистационарных режимах с разными известными дебитами в случае, если пластовые давления $p_{\text{л}}^{\text{ex}}$ и продуктивности $K_{\text{л}}$ всех или части пластов скважины неизвестны, после чего вычисляют значения пластового давления $p_{\text{л}}^{\text{ex}}$, продуктивности $K_{\text{л}}$ и определяют дебит $V_{\text{л}}$ каждого 1-го пласта,

при этом вычисление пластового давления $p_{\text{л}}^{\text{ex}}$, продуктивности $K_{\text{л}}$ и определение дебита $V_{\text{л}}$ каждого 1-го пласта осуществляется на основе результатов замеров забойных давлений p_b и температур T_f путем решения системы алгебраических уравнений (1)-(2), начиная с самого верхнего L-го пласта $l = L, \dots, 2, 1$,

$$C_l Q_l (T_{\text{л}}^{\text{ex}} - T_{\text{л}}^{\text{в}}) = K_l (p_{\text{л}}^{\text{ex}} - p_{\text{бл}}) (T_{\text{л}}^{\text{ex}} - T_{\text{л}}^{\text{в}} + \varepsilon_{\text{л}} (p_{\text{л}}^{\text{ex}} - p_{\text{бл}})), \quad (1)$$

$$V_l = K_l (p_{\text{л}}^{\text{ex}} - p_{\text{бл}}), \quad (2)$$

где $\varepsilon_{\text{л}}$ - эффективный (нестационарный) коэффициент Джоуля-Томсона,

$T_{\text{л}}^{\text{ex}}$ - средняя по мощности пласта геотермическая температура,

$T_{\text{л}}^{\text{в}}$ - температура потока у нижней границы 1-го пласта,

$T_{\text{л}}^{\text{р}}$ - результирующая температура потока на кровле 1-го пласта,

C_l - отношение объемной теплоемкости потока выше кровли 1-го пласта и теплоемкости потока, поступающего из этого пласта,

$T_{\text{кл}}$ - средняя температура выхода флюида из 1-го пласта,

Q_l - суммарный дебит 1-го и всех нижележащих пластов,

$p_{\text{бл}}$ - забойное давление на уровне 1-го пласта,

L - верхний пласт скважины.

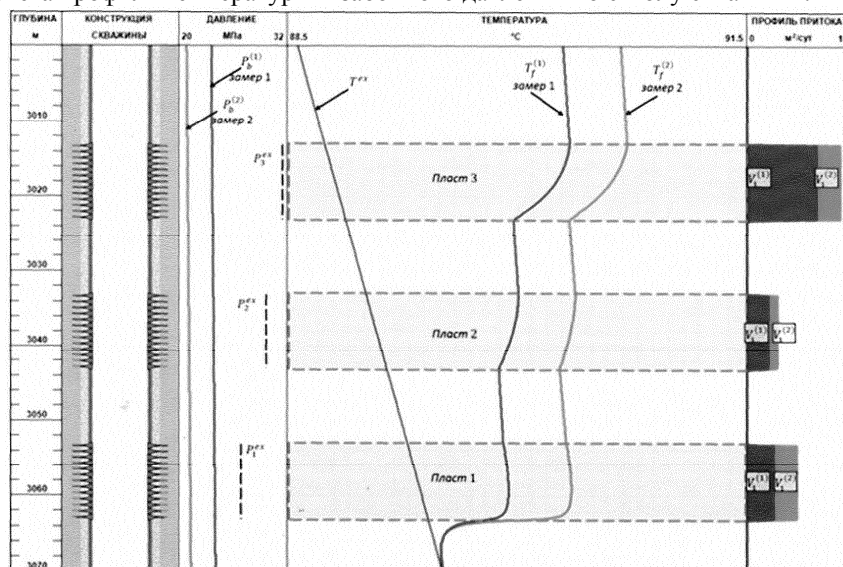
2. Способ по п.1, в котором для установления нового квазистационарного режима работы скважины осуществляют изменение дебита на заданную величину и выполняют повторные измерения температуры T_f и забойного давления p_b по стволу скважины.

3. Способ по п.2, в котором заданная величина изменения дебита скважины составляет 25-50% от начального квазистационарного режима работы скважины.

4. Способ по п.2, в котором время, достаточное для установления нового квазистационарного режима скважины, составляет от 12 ч до 2-3 суток.

5. Способ по п.1, в котором в горизонтальной скважине вторым режимом работы скважины является ее остановка.

6. Способ по п.1, в котором дополнительно используют высокоточный термогидродинамический симулятор для расчета профиля температуры и забойного давления по стволу скважины.



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2