

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036540**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.11.20

(51) Int. Cl. *E21B 43/16* (2006.01)

(21) Номер заявки
201700184

(22) Дата подачи заявки
2016.12.09

(54) **СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ**

(43) **2018.06.29**

(96) **2016/034 (AZ) 2016.12.09**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ
АКАДЕМИИ НАУК
АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ
РЕСПУБЛИКИ (AZ)**

(56) RU-C2-2571124

Вафин Тимур Рифович. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Бугульма, 2016, ТатНИПИнефть, ПАО "Татнефть" имени В.Д. Шашина, с. 83-111

(72) Изобретатель:
**Алиев Тельман Аббас оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Расулов Сакит
Рауф оглы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к технике управления, и может быть использовано в системах централизованного управления процессами фильтрации и добычи нефти. Сущность изобретения состоит в способе управления процессом добычи нефти, заключающемся в регулировании водогазового воздействия на обводненные пласты и расчета показателя эффективности как регулирующего параметра. Заявляемое изобретение позволяет повысить рентабельность эксплуатации нефтяных залежей.

B1

036540

**036540
B1**

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности, к технике управления и может быть использовано в системах централизованного управления процессами фильтрации и добычи нефти.

Известен способ управления процессом добычи нефти (1), заключающийся в автоматическом регулировании стабильности подачи глубинного насоса, поддержании постоянного динамического уровня жидкости в эксплуатационной колонне и регулировании изменения частоты качания балансира станка-качалки с учетом температуры на выкидной линии скважин и расчет дебита флюида (пластовой жидкости).

Способ позволяет оперативно и надежно контролировать и управлять процессом добычи нефти.

Недостатком данного способа является то, что в нем управление процессом добычи нефти осуществляется только через добывающую скважину, а нагнетательная скважина, являющаяся основным узлом в управлении общими процессами фильтрации и добычи нефти, исключена из управления, что негативно сказывается в процессе управления на показателе эффективности отдачи пласта.

Известен способ (2) управления процессом добычи нефти, использующий метод стимулирования капиллярного распределения жидкостей в пласте путем циклической закачки воды в нагнетательную скважину. Продолжительность цикла регулируется от минимальной величины до максимально возможной величины, которая не оказывает значительного влияния на скорость извлечения нефти.

Известен способ (3) управления процессом добычи нефти путем широкомасштабного ограничения закачки воды и применения методов гидродинамического регулирования на поздней стадии разработки месторождений.

Указанные способы позволяют повысить добычу нефти и уменьшить обводненность добываемой пластовой жидкости.

Недостатком данного способа является то, что он разработан для определенных геологических структур и, кроме того, во всех вышеуказанных способах не учтен фактор расхода газа, как интенсифицирующий фактор процессов эксплуатации нефтяного пласта.

Наиболее близким техническим решением к заявляемому способу является известный (4) способ максимального доизвлечения остаточной нефти из ранее выработанных обводненных месторождений при водогазовом воздействии на обводненные пласты через нагнетательные скважины и расчет эффективности используемого способа.

Способ позволяет увеличить нефтеотдачу не менее чем на 7%.

Недостатком данного способа является то, что в нем предусмотрена разомкнутая система управления, т.е. не используется принцип управления с обратной связью.

Задача изобретения состоит в разработке способа управления процессом добычи нефти, повышающим рентабельность нефтеотдачи пласта.

Сущность изобретения состоит в способе управления процессом добычи нефти, заключающемся в регулировании водогазового воздействия на обводненные пласты, расчета показателя эффективности как регулирующего параметра. Способ включает измерение на добывающей скважине дебита нефти (Q_n) и воды (Q_w) по формуле

$$P_{эр} = Q_n \left(1 + \frac{Q_w}{Q_n}\right)$$

рассчитывают значение эффективности нефтеотдачи, сравнивают расчетное значение показателя эффективности ($P_{эр}$) с его номинальным (заданным) значением ($P_{нн}$) и по результатам сравнения

$$\Delta P_э = P_{эр} - P_{нн}$$

осуществляют регулирование подачи воды и/или газа в нагнетательную скважину; при этом если $\Delta P_э \rightarrow \min$, то увеличивают расход водогазовой смеси и наоборот.

Сущность изобретения состоит также в устройстве для автоматического управления процессом добычи нефти. Устройство содержит датчики расхода нефти и воды, установленные на добывающей скважине, блок управления и индикации, регуляторы расхода воды и газа и исполнительные механизмы, установленные на линии подачи воды и газа в нагнетательную скважину. Все выходы датчиков через соответствующие преобразователи связаны с входом блока управления и индикации (БУИ).

Сравнительный анализ заявляемого изобретения и прототипа показал, что заявляемый способ отличается от известного новыми существенными признаками, такими как измерение дебита нефти и воды и расчет показателя эффективности нефтеотдачи, позволяющими в режиме обратной связи осуществлять управление процессом добычи нефти путем регулирования подачи воды и/или газа в нагнетательную скважину. Новыми существенными признаками также являются установление датчиков (или групповая замерная установка) расхода нефти и воды, установленных на выкидной линии добывающей скважины, регулятор расхода газа, установленный после блока управления и индикации и исполнительного механизма, установленного на линии подачи газа в поток нагнетаемой воды.

Сравнительный анализ с другими известными решениями в данной области показал, что не найдены решения, совпадающие с заявляемым. Так как основными показателями эффективности являются дебит нефти и обводненность пластовой жидкости (флюида), то в отличие от прототипа, в котором предусматривается разомкнутая система управления (управление по возмущению) показателями качества

добычи нефти с помощью подачи попутного газа в пласт воды с целью максимизации доизвлечения остаточной нефти из ранее обводненных пластов, в заявляемом изобретении оценка качественных показателей добычи нефти осуществляется по алгоритму, разработанному авторами изобретения, а управление процессами добычи нефти осуществляется по принципу обратной связи.

Предложенный алгоритм расчета показателя эффективности эксплуатации пласта (ПЭЭП) и принцип управления с обратной связью позволяют интегративно учесть влияние негативных факторов, влияющих на процесс фильтрации и добычи нефти и повысить рентабельность (т.е. повысить в добывающей пластовой жидкости соотношение нефть:вода) разработки нефтяного залежа.

Сущность изобретения проиллюстрирована на чертеже, где приведена принципиальная схема устройства управления процессами добычи нефти, которая содержит датчик измерения дебита нефти 1; преобразователь датчика дебита нефти 2; датчик измерения дебита воды 3; преобразователь датчика дебита воды 4; блок управления и индикации 5; регулятор расхода газа 6; исполнительный механизм 7, установленный на линии подачи газа 8; регулятор расхода воды 9; исполнительный механизм 10, установленный на линии подачи воды 11, добывающая скважина 12 и нагнетательная скважина 13, пласт 14, выкидная линия 15. Датчики, установленные в системе, являются известными устройствами: в основном с этой целью используют АТМ (автоматизированный групповой мерник).

Способ осуществляется следующим образом.

В БУИ на основании фактических значений дебита нефти (Q_n) и воды (Q_v) по предложенному алгоритму

$$P_3 = Q_n \left(1 + \frac{Q_n}{Q_v}\right)$$

рассчитываются значения (P_3). Полученное расчетное значение (P_{3p}) сравнивают с номинальным (заданным) значением ($P_{3н}$)

$$(\Delta P_3 = P_{3p} - P_{3н})$$

и при отклонении в сторону увеличения за допустимый предел в БУИ 5 вырабатывается соответствующий управляющий сигнал в виде установки регулятором расхода газа 6 и воды 9, которые воздействием на исполнительные механизмы 7 и 10, установленные на линии подачи газа 8 и воды 11 в Н_{ск} 13, соответственно уменьшают значения расхода газа и воды, и наоборот при отклонении в сторону уменьшения за допустимым пределом увеличивают расход газа и воды. Если значение ΔP_3 находится в допустимых пределах, то значения установки регулятором не изменяются. При этом установка расхода воды и/или газа определяется в пределах соответствия с технологическим регламентом.

Заявляемое изобретение позволяет повысить рентабельность эксплуатации нефтяных залежей.

Литература:

- 1) Евразийский патент № 019848. Способ управления процессом добычи нефти и устройство для его осуществления 30.06.2014.
- 2) Фаттахов И.Г., Кулешова Л.С. Вопрос макрорегулирования ограничения добычи воды на примере циклического заводнения // Нефтепромысловое дело, 2012, № 3, с. 28-29
- 3) Левагин С.А., Бодрягин А.В., Репин В.И., Тарасов А.В. Широкомасштабное ограничение закачки воды и применение методов гидродинамического регулирования на поздней стадии разработки месторождений ОАО "ГНК - Нижневартовск" // Нефтяное хозяйство, 2001, № 7, с. 75-80
- 4) Симкин Э.М. Механизм доизвлечения остаточной нефти при водогазовом воздействии на обводненные пласты // Нефтегазовые технологии, 2011, № 6, с. 11-16

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ управления процессом добычи нефти, заключающийся в водогазовом воздействии на обводненные пласты и определении эффективности нефтеотдачи пласта, отличающийся тем, что на добывающей скважине измеряют дебит нефти (Q_n) и воды (Q_v), определяют значение эффективности нефтеотдачи

$$P_{3p} = Q_n \left(1 + \frac{Q_n}{Q_v}\right),$$

сравнивают расчетное значение показателя эффективности (P_{3p}) с его номинальным (заданным) значением ($P_{3н}$) и по результатам сравнения

$$\Delta P_3 = P_{3p} - P_{3н}$$

осуществляют регулирование подачи воды и/или газа в нагнетательную скважину; при этом если ΔP_3 уменьшается, то увеличивают расход воды и/или газа, а если ΔP_3 увеличивается, то уменьшают расход воды и/или газа.

