

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **036558**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.11.23

(51) Int. Cl. *E21B 47/06* (2006.01)

(21) Номер заявки
201900194

(22) Дата подачи заявки
2018.09.28

(54) **СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

(43) **2020.03.31**

(56) RU-C1-2229592
RU-C1-2107161
RU-C1-2539445
US-B2-9759026

(96) **2018/036 (AZ) 2018.09.28**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ
АКАДЕМИИ НАУК
АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ
РЕСПУБЛИКИ (AZ)**

(72) Изобретатель:

**Алиев Тельман Аббас оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Расулов Сакит
Рауф оглы, Гулуев Гамбар Агаверди
оглы, Келбалиев Гудрат Исфендияр
оглы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к методам исследования нефтяного пласта, и может быть использовано в управлении дебитом нефтяных скважин. Сущность изобретения состоит в способе косвенного определения пластового давления, который включает определение забойного давления, дебит нефти, расчет коэффициента проницаемости пласта и расчёт числового значения пластового давления по формуле. Технический эффект заявляемого изобретения заключается в оперативном определении значения P_n по результатам пассивных экспериментов, не изменяя режим работы скважины и не ухудшая технико-экономические характеристики процесса добычи нефти.

B1

036558

036558

B1

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности, к методам исследования нефтяного пласта и может быть использовано в управлении дебитом нефтяных скважин.

Известно, что пластовое давление является одним из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительности скважин и залежи в целом, а изменение пластового давления является важнейшим источником информации о состоянии добывающей скважины. Поэтому для успешного управления добычей нефти в различные моменты времени необходимо определять текущее значение пластового давления.

Известны два, наиболее распространенных способа определения пластового давления, основывающихся либо на полной остановке работы скважины, либо на частичную ее приостановку.

Известен способ (1) определения пластового давления при неустановившемся режиме работы скважины, включающий отслеживание скорости восстановления забойного давления (P_3) до пластового (P_n), после остановки работы скважины, или снижения P_3 после пуска скважины в эксплуатацию. Способ включает запись изменения P_3 через равные промежутки времени, построения кривой восстановления давления (КВД), в виде зависимости текущего значения P_3 от времени (t) и по полученным значениям по математической формуле определяют пластовое давление.

Недостатком указанного способа является то, что для получения значения пластового давления необходимо останавливать работу скважины на несколько дней, что приводит как к ухудшению технико-экономических показателей добычи нефти, так и создает технологические сложности при выводе работы скважины на необходимый режим работы.

Известен также (2) способ определения пластового давления P_n по индикаторной диаграмме, построенной на основе зависимости забойного давления P_3 от дебита жидкости Q и последующей экстраполяции индикаторной линии до нулевого значения дебита.

Недостатками указанного способа являются, что для построения индикаторной диаграммы необходимо несколько раз менять режим работы скважины (каждый раз на 20%, изменять дебит Q пластовой жидкости), что отрицательно влияет на технико-экономические показатели добычи нефти и, кроме того, полученное значение пластового давления, после выхода работы скважины на стационарный режим и в процессе последующей работы не может являться достоверным из-за изменения различных факторов, влияющих на систему пласт-скважина-скважинный насос.

Задача изобретения состоит в способе косвенного определения пластового давления в любое текущее время работы скважины без ее остановки и без изменения режима работы.

Сущность изобретения состоит в способе определения пластового давления, который включает определение забойного давления, дебит нефти, расчет коэффициента проницаемости пласта и расчёт числового значения пластового давления по следующей формуле:

$$P_n = P_3 + \frac{Q\mu L}{KF_n}$$

где P_n , P_3 - пластовое и забойное давление, Па;

Q - дебит пластовой жидкости, м³/с;

K - коэффициент проницаемости пласта, м²;

L - длина пласта, м;

F_n - площадь поперечного сечения нефтяного пласта, м²;

μ - динамическая вязкость нефти, Па;

Сравнительный анализ заявляемого изобретения с другими известными решениями в данной области показал, что не найдены решения, совпадающие с заявляемым.

Решение поставленной задачи в заявляемом изобретении основано на предыдущих исследованиях и изобретениях авторов настоящего изобретения и на законе фильтрации жидкостей и газов в пористой среде - законе Дарси, который имеет вид

$$Q = \frac{KF_n \Delta P}{\mu L}$$

где Q - расход жидкости при фильтрации м³/с;

F_n - площадь поперечного сечения фильтрующего слоя, м²;

K - коэффициент проницаемости слоя (м²);

L - длина слоя, м;

μ - динамическая вязкость нефти, Па;

ΔP - градиент давления, который, следовательно, имеет вид:

$$\Delta P = \frac{Q\mu L}{KF_n}$$

а из практики известно, что $\Delta P = P_n - P_3$;

где P_n , P_3 - пластовое и забойное давление.

Определение забойного давления, дебит нефти и расчет коэффициента проницаемости пласта определяют способами, заявленными ранее в изобретениях авторов (№№ 025383; 201800282; 201650130).

Способ осуществляется следующим образом.

Дебит пластовой жидкости Q определяют по известному способу (1) "Способ управления процес-

сом подачи глубинного насоса и устройство для его осуществления" № 025383, в котором измеряют давление на выкидной линии P_2 скважины и устье P_1 насосно-компрессорной трубы (НКТ), а дебит пластовой жидкости Q (подачу насоса) определяют по следующему алгоритму:

$$Q = \alpha F_k \sqrt{\frac{2}{\rho} (P_2 - P_1)}$$

$$\rho = W_B \rho_B + (1 - W_B) \rho_H$$

где Q - дебит пластовой жидкости (подача насоса), м³/ч;

F_k - площадь поперечного сечения обратного клапана, м²;

α - коэффициент расхода, который учитывает неравномерное распределение скоростей пластовой жидкости (ПЖ) по сечению потока, обусловленное вязкостью добываемой жидкости и трением ее о стенки выкидного трубопровода и насосно-компрессорной трубы (НКТ) скважины;

$P_2 - P_1$ - давление в устье и на выкидной линии скважины (насосно-компрессорной трубы) соответственно, Па;

ρ , ρ_B и ρ_H - соответственно плотность добываемой жидкости, воды и нефти, кг/м³;

W_B - содержание воды в ПЖ, долевая;

ρ , ρ_B , ρ_H и W_B - определяются лабораторным путем.

Забойное давление P_3 определяют по известному способу (2) "Способ измерения забойного давления в нефтяных скважинах" № 201800282, в котором измеряют динамический уровень воды H_B , нефти H_H и давление газа P_y в устье эксплуатационной колонны. По полученным данным рассчитывают значение забойного давления по следующей формуле:

$$P_3 = P_y + [H_B \rho_B + (1 - H_B) \rho_H] g$$

где ρ_B , ρ_H - плотность соответственно воды и нефти;

H_B , H_H - уровень воды и нефти в эксплуатационной колонне, долевая;

$H_H = (1 - H_B)$;

G - ускорение свободного падения;

P_y - давление газа в устье эксплуатационной колонны (ЭК).

Коэффициент проницаемости пласта K определяют по известному способу (3) № 201650130 "Способ определения проницаемости нефтяного пласта", в котором моделируют и строят график зависимости проницаемости пласта от объемной доли глины в пласте (Z_r) (фиг. 1) и график зависимости концентрации соли в пластовой воде (Z_c) (фиг. 2),

по формуле

$$D_i = l g \frac{J_0}{J_i}$$

определяют оптическую плотность нефти ($D_{оп}$),

где J_0 J_i - соответственно интенсивность падающего света (через датчики 1,2,...n) и света, прошедшего сквозь среды до приемников (1', 2'...n');

и рассчитывают числовое значение ПП по следующей формуле:

$$K = (a - b Z_r) \left[K_0 + (K_\infty - K_0) \left(1 - \exp \left(- \frac{Z_c}{Z_c^z} \right) \right) \right] - c + b D_{оп}$$

где K , K_0 - фактическое значение проницаемости и ее значение при нулевой концентрации соли в пластовой воде;

K_∞ - значение проницаемости при насыщенном растворе пластовой воды;

Z_r , Z_c - соответственно значения объемной доли глины в пласте, концентрация соли в пластовой воде;

Z_c^z - характеристическое значение Z_c , определяемое по приведенной фиг. 1 с использованием метода касательной;

a , b , c , d - соответственно коэффициенты, определяемые на основе экспериментальных данных.

Технический эффект заявляемого изобретения заключается в оперативном определении значения P_n по результатам пассивных экспериментов, не изменяя режим работы скважины и не ухудшая технико-экономические характеристики процесса добычи нефти.

Литература:

1) Евразийский патент № 024713, 31.10.2016 "Способ определения пластового давления"

2) Иванов В.А., Соловьев В.П. "Гидродинамические исследования обводненных нефтяных скважин на установившихся режимах отбора", Нефтяное хозяйство 2010, №1, с. 73-75.

3) Евразийский патент, № 025383, 30.12.2016 "Способ управления процессом подачи глубинного насоса и устройства для его осуществления"

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения пластового давления, который включает определение забойного давления, дебита нефти, длины и площади поперечного сечения пласта и расчет коэффициента проницаемости пласта, в котором расчет численного значения пластового давления осуществляют по следующей формуле:

$$P_h = P_3 + \frac{Q\mu L}{KF_n}$$

где P_n , P_3 - пластовое и забойное давление, Па;

Q - дебит пластовой жидкости, м³/с;

K - коэффициент проницаемости пласта, м²;

L - длина пласта, м;

F_n - площадь поперечного сечения нефтяного пласта, м²;

μ - динамическая вязкость нефти, Па.

