



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 43/16 (2022.02)

(21)(22) Заявка: 2021134507, 25.11.2021

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
25.11.2021

Дата регистрации:
24.06.2022

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 25.11.2021

(45) Опубликовано: 24.06.2022 Бюл. № 18

Адрес для переписки:
125171, Москва, Ленинградское ш., 16А, стр. 3,
Московский научно-исследовательский центр
Шлюмберже, Архиповой В.Н.

(72) Автор(ы):

Пискарев Владимир Игоревич (RU),
Руденко Денис Владимирович (RU),
Лаптев Всеволод Дмитриевич (RU),
Стукан Михаил Реональдович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Шлюмберже Текнолоджи Б.В. (NL)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2538549 C1, 10.01.2015. RU
2139987 C1, 20.10.1999. RU 2484238 C1,
10.06.2013. US 9284828 B2, 15.03.2016. CN
113090235 A, 09.07.2021.

(54) СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей области, в частности к способам обработки призабойной зоны продуктивных пластов для повышения продуктивности скважин. Технический результат заключается в обеспечении повышения продуктивности скважины за счет повышения эффективности обработки призабойной зоны от выпадения осадка водорастворимых солей. Предложен способ обработки призабойной зоны пласта, в котором осуществляют предварительную закачку в скважину пресной или слабоминерализованной воды объемом, обеспечивающим полное растворение твердой соли в призабойной зоне пласта и в области, прилегающей к призабойной зоне. Далее пускают скважину в работу и осуществляют добычу пластовых флюидов, при

этом в процессе добычи контролируют забойное давление и дебит скважины, по снижению которых судят о формировании соляной пробки в результате выпадения солей в призабойной зоне пласта. Затем по меньшей мере один раз при снижении забойного давления до порогового значения, равного минимально возможному давлению эксплуатации скважины с электроцентробежным насосом, проводят стандартную обработку призабойной зоны пласта путем закачки в скважину пресной или слабоминерализованной воды, обеспечивающей восстановление дебита скважины до уровня, соответствующего дебиту скважины до начала выпадения солей в призабойной зоне пласта. 4 з.п. ф-лы, 2 табл., 1 ил.

RU 2 774 964 C1

RU 2 774 964 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 43/16 (2022.02)

(21)(22) Application: **2021134507, 25.11.2021**

(24) Effective date for property rights:
25.11.2021

Registration date:
24.06.2022

Priority:

(22) Date of filing: **25.11.2021**

(45) Date of publication: **24.06.2022** Bull. № 18

Mail address:

**125171, Moskva, Leningradskoe sh., 16A, str. 3,
Moskovskij nauchno-issledovatel'skij tsentr
Shlyumberzhe, Arkhipovoj V.N.**

(72) Inventor(s):

**Piskarev Vladimir Igorevich (RU),
Rudenko Denis Vladimirovich (RU),
Laptev Vsevolod Dmitrievich (RU),
Stukan Mikhail Reonaldovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

Shlyumberzhe Teknologzhi B.V. (NL)

(54) **PRODUCTION FORMATION BOTTOMHOLE ZONE TREATMENT METHOD**

(57) Abstract:

FIELD: oil production.

SUBSTANCE: invention relates to the oil-producing field, in particular to methods for treating the bottomhole zone of productive formations to increase well productivity. A method for treating the bottomhole formation zone is proposed, in which fresh or low-mineralized water is pre-injected into the well in a volume that ensures complete dissolution of solid salt in the bottomhole formation zone and in the area adjacent to the bottomhole zone. Next, the well is put into operation and reservoir fluids are produced, while in the production process the bottomhole pressure and well flow rate are controlled, the decrease of which is used to judge the formation of a salt plug as a result of salt precipitation in the bottomhole formation zone.

Then, at least once, when the bottomhole pressure drops to a threshold value equal to the minimum possible operating pressure of the well with an electric centrifugal pump, a standard treatment of the bottomhole formation zone is carried out by pumping fresh or low-mineralized water into the well, ensuring the recovery of the well flow rate to a level corresponding to the flow rate wells before the start of salt precipitation in the bottomhole formation zone.

EFFECT: ensuring an increase in well productivity by increasing the efficiency of treatment of the bottomhole zone from precipitation of water-soluble salts.

5 cl, 2 tbl, 1 dwg

Изобретение относится к нефтедобывающей области, в частности к способам обработки призабойной зоны продуктивных пластов для повышения продуктивности скважин.

Отложение твердых водорастворимых солей, выпадающих из насыщенной пластовой воды, часто является большой проблемой для скважин, добывающих пластовые рассолы или обводненные углеводороды. В ходе добычи пластовых флюидов совместно с насыщенной пластовой водой соли выпадают из насыщенной пластовой воды, образуя твердую фазу, которая ухудшает свойства призабойной зоны пласта (ПЗП) и резко снижает продуктивность скважин. Таким образом, уменьшение выпадения солей в ПЗП или снижение эффекта от их выпадения является актуальной задачей. Образование твердой фазы водорастворимых солей в ПЗП почти неизбежно, так как растворимость большинства солей уменьшается с уменьшением давления и температуры. Поэтому снижение давления и температуры в ПЗП при добыче пластовых флюидов приводит к выпадению солей.

Предотвращение или, по крайней мере, снижение выпадения солей требует обработки пласта специальными химикатами - ингибиторами, которые обычно дороги, сложны в применении и, следовательно, непрактичны.

Стандартным практическим способом восстановления продуктивности скважин, которое вызвано выпадением водорастворимых солей из пластовой воды, является периодическая обработка ПЗП пресной или низкоминерализованной водой (см., например Е.О. Chertovskikh, A.S. Lapoukhov, V.A. Kachin, A.V. Karpikov "Problems of Oil and Gas Production in the Verkhnechonskoye Oil and Gas Condensate Field Associated with Halite Depositing", SPE-166895-MS, SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2013 (<https://doi.org/10.2118/166895-MS>) или А. Chirgun, A. Levanov, Y. Gordeev, A. Lazeev, A. Timchuk "A Case Study of the Verkhnechonskoye Field: Theory and Practice of Eastern Siberia Complex Reservoirs Development", SPE-189301-MS, SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017 (<https://doi.org/10.2118/189301-MS>)).

Закачиваемая вода растворяет соли, удаляет твердый осадок и таким образом восстанавливает продуктивность скважин. Однако через некоторое время соляная пробка восстанавливается и обработка ПЗП пресной водой должна быть повторена снова. Например, отложения галита обычно восстанавливаются в течение нескольких дней, и обработки ПЗП должны проводиться до 10 раз в месяц (А. Levanov, N. Ignatyev et al. "Challenges in the Development of Saline Terrigenous Reservoirs of Eastern Siberia Field", SPE-191570, SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2018 (<https://doi.org/10.2118/191570-18RPTC-MS>)).

Каждая дополнительная обработка означает для недропользователя дополнительные затраты, состоящие из стоимости самой обработки и стоимости недобытого за время простоя скважины пластового флюида. Попытки уменьшить частоту обработок увеличением объема закачиваемой воды обычно не являются успешными, так как интенсивность выпадения галита демонстрирует слабую чувствительность к объему обработки. Объясняется это тем, что твердая фаза соли изначально содержится в самом продуктивном пласте. Когда вода закачивается в пласт, то пластовая соль растворяется и закачиваемая вода достигает уровня насыщения пластового рассола. Следовательно, при переводе скважины на отбор флюидов такой рассол ведет себя как пластовая вода и ситуация с выпадением твердой фазы соли не улучшается.

Технический результат, достигаемый при реализации предлагаемого изобретения, заключается в обеспечении повышения продуктивности скважины за счет повышения

эффективности обработки ПЗП от выпадения осадка водорастворимых солей посредством обеспечения предварительного полного удаления водорастворимых солей в пласте около ПЗП.

Указанный технический результат достигается тем, что в соответствии с предлагаемым способом обработки призабойной зоны пласта осуществляют предварительную закачку в скважину пресной или слабоминерализованной воды объемом, обеспечивающим полное растворение твердой соли в призабойной зоне пласта и в области, прилегающей к призабойной зоне. Пускают скважину в работу и осуществляют добычу пластовых флюидов, при этом в процессе добычи контролируют забойное давление и дебит скважины, по снижению которых судят о формировании соляной пробки в результате выпадения солей в призабойной зоне пласта. По меньшей мере один раз при снижении забойного давления до порогового значения, равного минимально возможному давлению эксплуатации скважины с электро-центробежным насосом, проводят стандартную обработку призабойной зоны пласта путем закачки в скважину пресной или слабоминерализованной воды, обеспечивающей восстановление дебита скважины до уровня, соответствующего дебиту скважины до начала выпадения солей в призабойной зоне пласта.

Предпочтительно радиус прилегающей к призабойной зоне области пласта, в которой обеспечивают полное растворение твердой соли, не менее чем в 1,5 раза превышает радиус зоны вокруг скважины, в которой давление составляет меньше 0,75 от среднего давления по пласту.

В соответствии с одним из вариантов осуществления изобретения забойное давление в скважине в процессе добычи контролируют путем его пересчета через давление с датчика на приеме электро-центробежного насоса.

В соответствии с другим вариантом осуществления изобретения забойное давление в скважине в процессе добычи контролируют путем его пересчета по значениям динамического уровня жидкости в скважине.

В соответствии с еще одним вариантом осуществления изобретения забойное давление в скважине в процессе добычи контролируют путем его непосредственного измерения.

Изобретение иллюстрируется чертежом, где на Фиг. 1 показана динамика изменения забойного давления (кривая 1) и дебита жидкости (кривая 2) для типичной скважины, осложненной отложениями галита.

Низкая эффективность стандартных обработок ПЗП пресной или слабоминерализованной водой вызвана растворением солей, изначально присутствующих в продуктивном пласте. Предлагаемый способ обработки ПЗП основан на полном предварительном удалении твердой фазы солей, которая изначально была в пласте около ПЗП. Объем этой начальной обработки определяют исходя из полного растворения соли не только в ПЗП, где выпадает соль во время добычи, но также и в прилегающей к ПЗП области на некотором расстоянии внутри пласта. Объем такой предварительной обработки должен быть в несколько раз больше, чем последующие стандартные обработки.

В соответствии с предлагаемым способом обработки призабойной зоны продуктивного пласта осуществляют закачку в скважину пресной или слабоминерализованной воды (воды с минерализацией до 80-100 мг/л) для обеспечения предварительной промывки призабойной зоны пласта. Объем закачки подбирают таким образом, чтобы обеспечивалось полное растворение твердой соли в ПЗП и в области, прилегающей к ПЗП. Точный размер области вокруг скважины, которую следует подвергнуть обработке, и, соответственно, объем закачки определяют, например,

с помощью расчетов на гидродинамической модели пласта. Поскольку основное выпадение солей происходит в зоне вокруг скважины, где давление опускается ниже 0,75 от среднего давления по пласту, то предпочтительной является обработка области пласта вокруг скважины, размер (радиус) которой не менее чем в 1,5 раза превышает размер (радиус) зоны, с давлением ниже 0,75 от среднего давления по пласту; с одной стороны, такой размер обрабатываемой области будет достаточным для 5 гарантированной отмывки ПЗП и прилегающих областей, а с другой стороны, не приведет к избыточному увеличению объемов закачки и, соответственно, ухудшению экономической эффективности процесса обработки.

10 Пускают скважину в работу и осуществляют добычу до снижения продуктивности, вызванного образованием соляной пробки. В процессе работы контролируют забойное давление, например, через пересчет давления с датчика на приеме электро-центробежного насоса (ЭЦН), или через пересчет по значениям динамического уровня жидкости в скважине (см., например, Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. - Москва, 15 «Недра», 1989 г., гл. 4, стр. 109-121), либо, если позволяет конструкция скважины, путем его непосредственного измерения, и об образовании соляной пробки судят по снижению забойного давления, сопровождающемуся снижением дебита по жидкости, до порогового значения, равного минимально возможному давлению эксплуатации скважины с ЭЦН; при этом типичное время работы скважины до образования пробки 20 в 2-4 раза больше, чем без предварительной закачки.

По меньшей мере один раз после образования соляной пробки проводят стандартную обработку ПЗП путем закачки в скважину пресной или слабоминерализованной водой для восстановления продуктивности до прежнего уровня. Объем закачки оценивают исходя из объема той части ПЗП, которую рассчитывают промыть при обработке. 25 Обработка признается успешной, если значения дебита скважины возвращаются к значениям, которые наблюдались на момент начала засоления ПЗП.

Стандартную обработку повторяют до тех пор, пока эксплуатация скважины не становится нерентабельной, т.е. до того момента, когда расходы на эксплуатацию скважины начинают превышать стоимость добытого углеводородного сырья.

30 Далее в качестве примера предлагаемый способ проиллюстрирован посредством расчетов на гидродинамической модели пласта. Для расчетов использована модель пласта, основанная на реальной пластовой модели месторождения восточной Сибири и настроенная на промысловые данные. Рассмотрена добыча из пласта мощностью около 10 м, обводненность ~50%, дебит по жидкости в момент восстановления 35 продуктивности обработкой - 50 м³/сут. Как видно на Фиг. 1, при эксплуатации скважины постепенно падают и дебит по жидкости, и забойное давление, так как выпадение солей в призабойной зоне приводит к снижению продуктивности. Для восстановления продуктивности осуществляют периодические промывки небольшими 40 объемами пресной воды 50-200 м³, в результате чего удается временно восстанавливать продуктивность скважины до прежнего уровня.

Было проведено два расчета. Первый расчет воспроизводит стандартную последовательность промывок, аналогичную изображенной на Фиг. 1 - чередование 45 нескольких периодов добычи из скважины, сопровождающихся кольматацией призабойной зоны выпадающим галитом, и малообъемных обработок призабойной зоны пресной водой для растворения галита и восстановления продуктивности скважины. В процессе добычи осуществляют измерения забойного давления и при снижении забойного давления на забое скважины до давления, ниже которого невозможна устойчивая эксплуатация скважины с ЭЦН, равного в рассматриваемом

случае 50 бар, проводят стандартную обработку путем промывки небольшими объемами пресной воды. Результаты расчета, приведенные в Таблице 1, показывают, как зависит от объема закачанной во время стандартной обработки воды время работы скважины после восстановления продуктивности и до очередного снижения забойного давления скважины ниже порогового значения, суммарный объем нефти, добытый за этот период, и объем добытой нефти на кубометр закачанной воды.

Таблица 1

Объем закачки воды при обработке, м ³	Время между обработками, сут	Добыча нефти между обработками	Эффект обработки, м ³ нефти / м ³ воды
5	22	675.1	135.0
40	23	695.5	17.4
80	24	699.5	8.7
200	27	730.4	3.7

Как видно из Таблицы 1, даже 40-кратное увеличение объемов закачиваемой воды (с 5 м³ до 200 м³) не дает значимого увеличения интервала продуктивной работы скважины, что вполне согласуется с результатами промысловых экспериментов, проводившихся на месторождениях Восточной Сибири.

Второй расчет реализует сценарий, соответствующий предлагаемому способу обработки ПЗП. Сначала осуществляют закачку в скважину пресной воды для обеспечения рассоления (полного растворения твердой соли) ПЗП и области пласта, прилегающей к ПЗП. Исходя из численного анализа модели пласта радиальный размер области вокруг скважины, в котором необходимо было обеспечить рассоление, был определен равным 20 м с объемом закачки, обеспечивающим рассоление пласта в этой области, равным 1000 м³. После предварительной промывки ПЗП и прилегающей области была рассмотрена работа скважины по схеме аналогичной первому расчету - чередование периодов продуктивной работы скважины, сопровождающихся измерениями забойного давления на забое скважины, и, при снижении забойного давления ниже порогового значения, малообъемных закачек пресной воды для устранения последствий кольматации призабойной зоны скважины галитом. Результаты расчетов представлены в Таблице 2.

Таблица 2

Объем закачки воды при обработке, м ³	Время между обработками, сут	Добыча нефти между обработками	Эффект обработки, м ³ нефти / м ³ воды
5	18.1	589.3	117.9
40	26.4	874.2	21.9
80	33.8	1127.6	14.1
200	43.5	1436.0	7.2

Из сравнения результатов представленных в Таблицах 1 и 2 видно, что осуществление предварительной промывки призабойной зоны пласта посредством закачки в выбранную скважину пресной или слабоминерализованной воды, объем которой обеспечивает полное растворение содержащейся в пласте твердой соли на заданном расстоянии от скважины, позволяет значительно увеличить объем добываемой нефти и длительность межремонтного периода работы скважины (почти в 2 раза при объеме обработки в 200 м³) по сравнению со стандартным подходом, используемым в настоящее время.

(57) Формула изобретения

1. Способ обработки призабойной зоны продуктивного пласта, в соответствии с которым:

- осуществляют предварительную закачку в скважину пресной или слабоминерализованной воды объемом, обеспечивающим полное растворение твердой соли в призабойной зоне пласта и в области, прилегающей к призабойной зоне,

- пускают скважину в работу и осуществляют добычу пластовых флюидов, при этом в процессе добычи контролируют забойное давление и дебит скважины, по снижению которых судят о формировании соляной пробки в результате выпадения солей в призабойной зоне пласта,

- по меньшей мере один раз при снижении забойного давления до порогового значения, равного минимально возможному давлению эксплуатации скважины с электроцентробежным насосом, проводят стандартную обработку призабойной зоны пласта путем закачки в скважину пресной или слабоминерализованной воды, обеспечивающей восстановление дебита скважины до уровня, соответствующего дебиту скважины до начала выпадения солей в призабойной зоне пласта.

2. Способ обработки призабойной зоны пласта по п. 1, в соответствии с которым радиус прилегающей к призабойной зоне области пласта, в которой обеспечивают полное растворение твердой соли, не менее чем в 1,5 раза превышает радиус зоны вокруг скважины, в которой давление составляет менее 0,75 от среднего давления по пласту.

3. Способ обработки призабойной зоны пласта по п. 1, в соответствии с которым забойное давление в скважине в процессе добычи контролируют путем его пересчета через давление с датчика на приеме электро-центробежного насоса.

4. Способ обработки призабойной зоны пласта по п. 1, в соответствии с которым забойное давление контролируют путем его пересчета по значениям динамического

уровня жидкости в скважине.

5. Способ обработки призабойной зоны пласта по п. 1, в соответствии с которым забойное давление контролируют путем его непосредственного измерения.

5

10

15

20

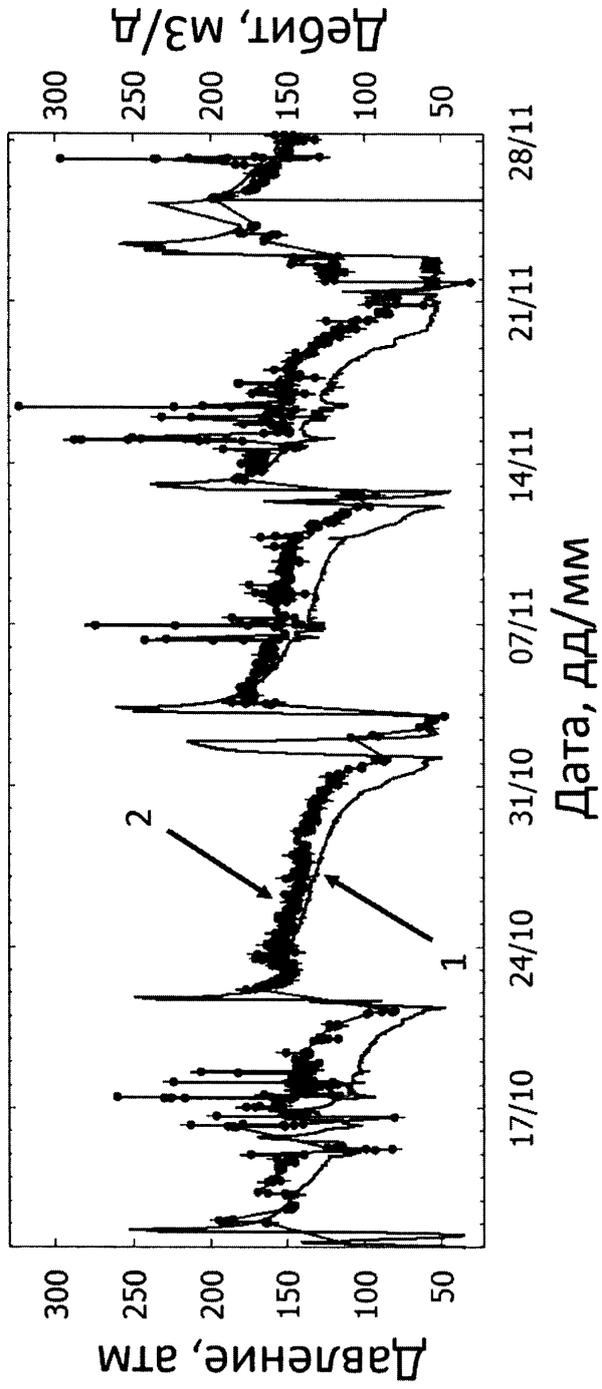
25

30

35

40

45



Фиг.1