

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **044297**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.08.14(21) Номер заявки
202293033(22) Дата подачи заявки
2022.11.21(51) Int. Cl. **E21B 43/20** (2006.01)
G01N 31/22 (2006.01)
E21B 49/08 (2006.01)
E21B 47/026 (2006.01)**(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТА**(43) **2023.08.11**(96) **2022000110 (RU) 2022.11.21**(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
ПАРТНЕРСТВА" (RU)**(72) Изобретатель:
**Бондарь Михаил Юрьевич, Осипов
Андрей Валерьевич, Мильчаков
Сергей Васильевич, Щербаков
Георгий Юрьевич (RU)**(74) Представитель:
Чугункина Л.А. (RU)(56) TOM PEDERSON, A Single Well Chemical Tracer model that accounts for temperature gradients, pH changes and buffering, Journal of Petroleum Science and Engineering, 09.02.2021, pp. 1-12, https://www.researchgate.net/publication/349174890_A_Single_Well_Chemical_Tracer_model_that_accounts_for_temperature_gradients_pH_changes_and_bufferingКОРЯКИН Ф.А. и др. Определение остаточной нефтенасыщенности методом разделяющихся трассеров в лабораторных условиях, Химия и химические технологии, Ж. Нефть и газ, №6, 2020, с. 131-142, <https://cyberlenink.a.ru/article/n/opredelenie-ostatochnoy-neftenasyschnosti-metodom-razdelyayuschih-sya-trasserov-v-laboratornyh-usloviyah/viewer>

US-A1-2015315907

EA-A1-201890885

RU-A-2005138012

CN-A-113605883

(57) Изобретение относится к области нефтегазодобывающей промышленности, а именно к способам определения остаточной нефтенасыщенности пласта посредством трассерных исследований, и может быть использовано для определения остаточной нефтенасыщенности пласта в промысловых условиях после заводнения нефтяных пластов водой, а также после применения третичных методов увеличения нефтеотдачи. Техническим результатом настоящего изобретения является повышение точности определения остаточной нефтенасыщенности пласта в исследуемой зоне, а также повышение надежности способа определения остаточной нефтенасыщенности пласта. Заявленный способ определения остаточной нефтенасыщенности пласта включает следующие этапы: определение зависимости скорости реакции гидролиза нефтерастворимого трассера от температуры и зависимости коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами от температуры; закачка в скважину рабочего агента; закачка в скважину жидкости; определение средней температуры призабойной зоны пласта; остановка скважины; пуск скважины в режим добычи; определение значений накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером; определение остаточной нефтенасыщенности пласта в соответствии со значениями накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером и значением коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей.

B1**044297****044297 B1**

Изобретение относится к области нефтегазодобывающей промышленности, а именно к способам определения остаточной нефтенасыщенности пласта посредством трассерных исследований, и может быть использовано для определения остаточной нефтенасыщенности пласта в промысловых условиях после заводнения нефтяных пластов водой, а также после применения третичных методов увеличения нефтеотдачи.

Известно, что процесс определения нефтенасыщенности пласта является важным этапом разработки нефтяных месторождений. Результаты определения нефтенасыщенности необходимы, в частности, для оценки геологических запасов нефти, а также для оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи и для построения имитационных гидродинамических моделей, посредством которых рассчитывают прогнозные характеристики эксплуатации месторождений. При этом под остаточной нефтенасыщенностью стоит понимать количество нефти в пласте, остающееся после ее вытеснения по окончании эксплуатации разрабатываемого пласта, выражаемое в долях или процентах от объема порового пространства.

Высокая точность результатов, полученных при определении остаточной нефтенасыщенности пласта, является наиболее значимым показателем для определения эффективности методов увеличения нефтеотдачи в промысловых условиях и, в частности, для последующего принятия решения о масштабном внедрении методов увеличения нефтеотдачи на различных месторождениях.

Из уровня техники известны различные способы, используемые для определения остаточной нефтенасыщенности пласта. В частности, наиболее распространенным способом является исследование нефтенасыщенности кернов, извлеченных из пластов, при котором отбор керна осуществляется путем бурения исследуемого коллектора. Так, известен способ определения нефтенасыщенности залежи по керну (Патент РФ №2472136, опубликован 10.01.2013), характеризующийся тем, что из нефтенасыщенного керна переходной зоны ПЗ залежи и зоны предельного нефтенасыщения ЗПН залежи с различными нефте- и водонасыщенностью, изготавливают стандартные цилиндрические образцы. После чего образцы экстрагируют от содержащейся в них нефти, определяют пористость и проницаемость каждого образца, затем производят 100%-ное насыщение проэкстрагированных образцов пластовой водой. Методом капилляриметрии при различных давлениях дренирования в образцах моделируют водонасыщенность, подобную водонасыщенности различных уровней в ПЗ и ЗПН залежи и по данным капилляриметрии каждого образца строят кривые зависимости капиллярного давления от водонасыщенности. По полученным кривым капиллярного давления от водонасыщенности каждого образца определяют высоты уровней различной водонасыщенности в пределах ПЗ и ЗПН залежи как над зеркалом воды ЗВ залежи, характеризующимся уровнем 100%-ной водонасыщенности, так и над уровнем водонефтяного контакта ВНК залежи.

Наиболее существенным недостатком способа определения остаточной нефтенасыщенности пласта по кернам, извлеченным из пластов, и, в частности, известного технического решения, являются ошибки в технике отбора проб керна, а также высокая вероятность изменения нефтенасыщенности извлекаемого керна, вследствие чего отобранные пробы характеризуются не репрезентативностью для исследуемого пласта в целом и, соответственно, результаты определения остаточной нефтенасыщенности пласта, например, после применения третичных методов увеличения нефтеотдачи характеризуются низкой точностью. Также существенным недостатком является то, что данные, полученные при выполнении керновых исследований, затруднительно экстраполировать на участки пласта, удаленные от скважины.

Другой распространенный способ определения остаточной нефтенасыщенности пласта заключается в интерпретации каротажных данных скважин. Так, известен способ определения нефтенасыщенности пластов (Патент РФ №2517730, опубликован 27.05.2014), согласно которому в скважине отбирают и исследуют керн, определяют коэффициент нефтенасыщенности по керну, проводят комплексный каротаж, определяют коэффициент нефтенасыщенности по каротажу, определяют относительный коэффициент как отношение коэффициента нефтенасыщенности по керну к коэффициенту нефтенасыщенности по каротажу, анализируют каротажные кривые скважин в терригенном разрезе продуктивного горизонта, выявляют пласты-коллекторы с кажущимися удельными сопротивлениями по индукционному каротажу менее 3 Ом·м. Затем среди выявленных пластов выбирают пласты, в минеральном составе которых по керну и шламу отмечается наличие минералов, понижающих удельное сопротивление, а по данным каротажа отмечается повышенное содержание токопроводящих элементов, для выявленных пластов уточняют истинное значение коэффициента нефтенасыщенности умножением коэффициента нефтенасыщенности по каротажу на относительный коэффициент, полученное значение сравнивают со значениями коэффициента нефтенасыщенности для слабо нефтенасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов и соответственно относят данный пласт к слабо нефтенасыщенным или нефтенасыщенным.

Недостатком способов определения остаточной нефтенасыщенности пласта, заключающихся в интерпретации каротажных данных скважин, и, в частности, известного технического решения, является исследование пласта на небольшом расстоянии от ствола скважины в результате чего результаты определения остаточной нефтенасыщенности пласта характеризуются низкой точностью, поскольку процесс определения выполняется вкратно меньшей зоне вокруг скважины, свойства которой изменяются после эксплуатации.

Также известно, что одним из наиболее информативных способов определения остаточной нефте-

насыщенности пласта является трассерный (индикаторный) способ, характеризующийся закачкой трассеров в пласт, отбором проб по контрольным скважинам и последующим определением остаточной нефтенасыщенности. Так, из уровня техники известен способ определения нефтенасыщенности нефтяных пластов (US3856468A, опублик. 24.12.1974), в котором нагнетают в пласт флюид-носитель, содержащий низкие концентрации прекурсора, распределяющийся между флюидом-носителем и несмешивающимся флюидом и вступающим в реакцию в пласте с образованием первого трассера, который распределяется между флюидом-носителем и несмешивающимся флюидом иначе, чем прекурсор. Затем нагнетают в пласт второй практически нереакционноспособный трассер, который распределяется между флюидом-носителем и несмешивающимся флюидом примерно до той же степени, что и указанный прекурсор, после чего осуществляют закрытие указанной скважины на время, достаточное для того, чтобы прекурсор прореагировал с образованием обнаруживаемых количеств указанного первого трассера. Затем осуществляют запуск указанной скважины в добычу для отбора флюидов из указанного пласта и последующего анализа флюидов на определение концентраций, указанных первого и второго трассеров. На завершающем этапе способа определяют относительную насыщенность несмешивающихся флюидов, присутствующих в указанном пласте, посредством хроматографии.

Недостатком известного способа является определение коэффициента разделения трассера между флюидом-носителем и нефтью в пластовых условиях без учета охлаждения пласта, происходящего из-за закачки в скважину холодных (не нагретых) рабочих жидкостей с трассерами, температура которых существенно меньше температуры разрабатываемых пластов. Вследствие чего результаты, полученные при определении остаточной нефтенасыщенности нефтяного пласта, характеризуются низкой точностью. Кроме того, в описанном техническом решении отсутствует конкретизация времени, на которое останавливают скважину, соответственно время остановки скважины в описанном способе не контролируют, что является его существенным недостатком, поскольку из-за недостаточного времени нахождения трассеров в пласте не обеспечивается протекание реакции, при которой образуются обнаруживаемые средствами измерения концентрации продуктов, при сохранении обнаруживаемых концентраций прекурсора.

Также известен двухтемпературный трассерный способ определения флюдонасыщенности в нефтяных пластах (US3847548A, опублик. 12.11.1974), который заключается в определении относительных количеств жидких фаз, присутствующих в подземном нефтяном пласте, включающий следующие операции: нагнетание в пласт теплообменного флюида с температурой, существенно отличающейся от температуры пласта, для доведения температуры исследуемого пласта до температуры закачиваемого флюида; нагнетание флюид-носителя через указанную скважину в указанный пласт при температуре нагнетаемого теплообменного флюида, указанный флюид-носитель смешивается с указанной подвижной жидкостью и содержит низкую концентрацию, по меньшей мере одного первого трассера, который распределяется между одной из жидких фаз в пласте, и флюидом-носителем в степени, которая зависит от температуры, и по меньшей мере одного второго трассера, имеющего коэффициент распределения, не зависящий от температуры; затем закрывают скважину на время, достаточное для достижения температурного равновесия закачиваемых флюидов с пластом; после чего запускают скважину в добычу для извлечения флюидов из указанного пласта и анализируют флюиды с целью определения пиковых концентраций указанных трассеров и определяют относительную насыщенность флюидными фазами пласта посредством хроматографии.

Недостатком известного способа является длительный срок проведения исследований по определению остаточной флюдонасыщенности в нефтяных пластах, поскольку после проведения этапа закачки флюидов в пласт, скважину необходимо останавливать на время, достаточное для того, чтобы закачиваемые флюиды пришли в температурное равновесие с нефтяным пластом. В частности, в одном из примеров реализации указанного способа, время остановки скважины составляет 30 суток.

Наиболее близким техническим решением по совокупности существенных признаков к заявляемому изобретению является способ определения остаточной нефтенасыщенности пласта (Корякин Ф.А., Третьяков Н.Ю., Абдулла О.Б., Филиппов В.Г. "Определение остаточной нефтенасыщенности методом разделяющихся трассеров в лабораторных условиях" // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2020. № 6. С. 131-143), принятый за прототип, который характеризуется этапом закачки в скважину пластовой воды, этапом закачки нефтерастворимого трассера и последующую его продавку оторочкой воды, свободной от трассеров. Способ также включает этап остановки скважины на период, заданный из диапазона, от 1 до 5 дней для прохождения в пласте реакции образования из нефтерастворимого трассера водорастворимого трассера, этап пуска скважины в режим добычи с последующим отбором проб флюида и определением в них концентрации образованного водорастворимого трассера и закаченного нефтерастворимого трассера, этап определения остаточной нефтенасыщенности пласта.

Существенным недостатком описанного изобретения является отсутствие конкретизации времени (от 1 до 5 суток), на которое останавливают скважину, что приводит к образованию недостаточного количества водорастворимого трассера для его определения на средствах измерения, в результате чего, впоследствии, не представляется возможным определить максимальный пик по графической зависимости концентрации образованного водорастворимого трассера от накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером, необходимого для точного определения остаточной нефте-

насыщенности пласта. Таким образом, отсутствие точного расчета времени простоя скважины существенным образом влияет на точность определения остаточной нефтенасыщенности пласта. Кроме того, недостатком известного способа является использование коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами при пластовой температуре, без учета охлаждения пласта, происходящего из-за закачки в скважину холодных (не нагретых) рабочих жидкостей с трассерами, температура которых существенно меньше температуры разрабатываемых пластов. Так, в описанном способе, на этапах закачки пластовой воды, закачки жидкости, содержащую нефтерастворимый трассер, и продавки водой жидкости с трассерами вглубь призабойной зоны пласта, пластовая температура, которая может достигать значения 100°C и выше, значительно снижается, в среднем на температуру от 5 до 30°C, поскольку закачиваемые в скважину рабочие жидкости имеют температуру, близкую к температуре окружающей среды в диапазоне от 0 до 30°C. Таким образом, результаты последующего определения остаточной нефтенасыщенности пласта, полученные по описанному способу, характеризуется низкой точностью.

Общим недостатком, описанных выше технических решений, является низкая точность определения остаточной нефтенасыщенности пласта в полевых условиях в большей степени из-за не учета охлаждения пласта, которое происходит на этапах закачки рабочих агентов и жидкостей в пласт, температура которых значительно ниже начальной температуры пласта.

Задачей настоящего изобретения является создание способа определения остаточной нефтенасыщенности, позволяющего получить более точные значения остаточной нефтенасыщенности пласта в полевых условиях.

Техническим результатом настоящего изобретения является повышение точности определения остаточной нефтенасыщенности пласта в исследуемой зоне, а также повышение надежности способа определения остаточной нефтенасыщенности пласта.

Указанный технический результат достигается для способа определения остаточной нефтенасыщенности пласта который включает следующие этапы:

определение зависимости скорости реакции гидролиза нефтерастворимого трассера от температуры и зависимости коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами от температуры;

закачка в скважину рабочего агента;

закачка в скважину жидкости, включающую по меньшей мере один нефтерастворимый трассер;

продавка жидкости, включающей по меньшей мере один нефтерастворимый трассер, вглубь призабойной зоны пласта оторочкой жидкости;

определение средней температуры призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

остановка скважины на время, большее минимального времени реакции гидролиза с образованием из нефтерастворимого трассера водорастворимого трассера при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

пуск скважины в режим добычи с последующим отбором проб флюида и определением в них концентрации образованного водорастворимого трассера и закаченного нефтерастворимого трассера;

определение значений накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером;

определение остаточной нефтенасыщенности пласта в соответствии со значениями накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером и значением коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей.

В заявленном способе при определении зависимостей скорости реакции гидролиза нефтерастворимого трассера от температуры и зависимости коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами от температуры первое значение температуры может соответствовать начальной температуре пласта, а последующие значения температур могут быть заданы из диапазона от 1 до 15°C ниже начальной температуре пласта.

В заявленном способе в качестве рабочего агента может быть использована вода, водный раствор поверхностно-активных веществ, водный раствор полимеров или газ.

В заявленном способе жидкость при закачке в скважину может дополнительно содержать водорастворимые трассеры, при этом после пуска скважины в режим добычи с последующим отбором проб флюида определяют концентрации водорастворимых трассеров.

В заявленном способе средняя температура призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей может быть определена по формуле:

$$T = T_0 - \frac{C_B \cdot (T_0 - T_{ж}) \cdot m \cdot (1 - S_0 - S_{wc})}{[(1 - m) \cdot C_{п} + m \cdot (S_0 \cdot C_{н} + (1 - S_0) \cdot C_{в})]}$$

где T - средняя температура призабойной зоны пласта, с учетом ее охлаждения при закачке рабоче-

го агента и жидкостей;

$T_o, T_{ж}$ - начальная температура пласта и температура закачиваемых рабочего агента и жидкостей;

m, S_o, S_{wc} - пористость, критическая нефтенасыщенность и насыщенность связанной водой;

$C_B, C_H, C_{п}$ - объемные теплоемкости воды, нефти и пород.

В заявленном способе средняя температура призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей может быть определена посредством температурной гидродинамической модели.

В заявленном способе время остановки скважины может быть определено по формуле:

$$\frac{1}{k} \ln \left[\frac{1}{1 - \frac{c_B^{min}}{c_B^K}} \right] < t,$$

где t - время остановки скважины для прохождения реакции образования водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера в результате реакции гидролиза в пласте;

k - скорость протекания реакции гидролиза водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

\ln - натуральный логарифм;

$$c_B^K, c_B^{min}$$

- максимально возможная концентрация водорастворимого трассера, образованного в результате реакции гидролиза из нефтерастворимого трассера, и его минимальная концентрация, которая необходима для определения водорастворимого трассера с помощью средств измерения.

В заявленном способе значения накопленного объема флюида могут быть определены по графической зависимости концентрации образованного водорастворимого трассера и закаченного нефтерастворимого трассера от накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером.

В заявленном способе остаточная нефтенасыщенность пласта может быть определена по формуле:

$$S_{or} = \frac{(Q_{oil} - \delta) / (Q_{water} - \delta) - 1}{(Q_{oil} - \delta) / (Q_{water} - \delta) - 1 + K_d},$$

где S_{or} - остаточная нефтенасыщенность пласта;

Q_{oil}, Q_{water} - накопленные объемы флюида с нефтерастворимым и водорастворимым трассерами;

K_d - коэффициент разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

δ - объем жидкости в стволе скважине, который не продавился в пласт.

Достижение технического результата обеспечивается в первую очередь за счет определения остаточной нефтенасыщенности пласта с учетом температурных градиентов и изменений в исследуемой зоне выбранной скважины, а именно, с учетом охлаждения пласта, происходящее на этапах закачки в него рабочего агента и жидкостей, температура которых значительно ниже начальной температуры пласта, а также за счет использования заданного времени остановки скважины.

Предложенная совокупность этапов заявляемого способа направлена на определение остаточной нефтенасыщенности пласта с высокой точностью.

Согласно заявленному способу на первом этапе определяют зависимость скорости реакции гидролиза (k) нефтерастворимого трассера, например, этилацетата, от температуры и зависимость коэффициента разделения нефтерастворимого трассера, например, этилацетата, между водной и нефтяной фазами (K_d) от температуры. Описанные исследования выполняют в лабораторных условиях, при этом возможен вариант выполнения изобретения где при определении зависимости скорости реакции гидролиза (k) нефтерастворимого трассера от температуры и зависимости коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами (K_d) от температуры первое значение температуры соответствует начальной температуре пласта (T_o), а последующие значения температур заданы из диапазона от 1 до 15°C ниже начальной температуре пласта (T_o).

Сущность экспериментов по определению скорости реакции гидролиза (k) заключается в определении текущей концентрации нефтерастворимого трассера, например, этилацетата, и продукта его гидролиза, а именно образованного водорастворимого трассера, например, этанола, через определенные промежутки времени в свободном объеме. Эксперименты такого рода повторяют для выбранного диапазона температур, например, первое значение температуры соответствует начальной температуре пласта (T_o), а последующие значения температур заданы в диапазоне 5°C ниже начальной температуре пласта (T_o), при этом могут быть заданы и иные температурные диапазоны. В свою очередь, сущность экспериментов по определению коэффициента разделения нефтерастворимого трассера, например, этилацетата, между водной и нефтяной фазами (K_d) заключается в приготовлении водного раствора с нефтерастворимым

трассером, например, этилацетатом и смешивании его с нефтью, последующем перемешивании, термостатировании, например, в PVT-установке, и воссоздании давления в скважине. После чего определяют коэффициент разделения (K_d), равный отношению концентрации трассера в нефтяной фазе к концентрации в водной фазе. Эксперименты такого рода повторяют для выбранного диапазона температур, например, первое значение температуры соответствует начальной температуре пласта (T_o), а последующие значения температур заданы в диапазоне 5°C ниже начальной температуре пласта (T_o), при этом могут быть заданы и иные температурные диапазоны. Для определения концентраций веществ может быть использован метод газовой хроматографии (например, согласно методическим указаниям МУК 4.1.3170-14). Полученные зависимости могут быть представлены в виде таблицы или в виде графика, и, в соответствии с ними, на последующих этапах определяют минимальное время (t), на которое должна быть остановлена скважина с учетом охлаждения пласта, а также определяют остаточную нефтенасыщенность пласта (S_{or}) с учетом его охлаждения.

После проведения лабораторных экспериментов, в соответствии с заявленными этапами способа, переходят к полевым этапам исследований. Так, на следующем этапе для создания остаточной нефтенасыщенности пласта проводят большеобъемную закачку в скважину рабочего агента (вытесняющего) агента. Под рабочим агентом, который закачивается в скважину на данном этапе, в контексте настоящего изобретения подразумевают любую текучую среду (газ, жидкость и/или их комбинацию), которая замещает нефть в пласте. Возможен вариант выполнения изобретения, где в качестве рабочего агента, закачиваемого в скважину, используют воду или водный раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ) или водный раствор полимеров или газ. Специалисту в данной области техники очевидно, что в предложенном способе могут быть использованы и другие рабочие агенты.

На следующем этапе осуществляют закачку в скважину жидкости, в частности воду, включающую по меньшей мере один нефтерастворимый трассер, в частности нефтерастворимый разделяющийся трассер. Закачку осуществляют с целью доставки в пласт химического соединения (индикатора), способного взаимодействовать с водой и образовывать новые соединения, концентрации которых определяют на последующих этапах способа и затем определяют остаточную нефтенасыщенность пласта (S_{or}). Под нефтерастворимым трассером в контексте данного изобретения рассматривается вещество, растворяющееся в нефти, или вещество, растворяющееся в нефти эффективнее, чем в воде. В качестве нефтерастворимого трассера согласно предложенному изобретению, может быть использован, например, этилацетат (этиловый эфир уксусной кислоты $\text{CH}_3\text{COOC}_2\text{H}_5$). В этом случае, при проведении исследований в результате реакции гидролиза из нефтерастворимого разделяющегося трассера - этилацетата образуется водорастворимый не разделяющийся трассер - этанол ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) и уксусная кислота (CH_3COOH) согласно реакции: $\text{CH}_3\text{COOC}_2\text{H}_5 + \text{H}_2\text{O} = \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} + \text{CH}_3\text{COOH}$. В качестве нефтерастворимых трассеров также могут быть использованы, например, метилпропионат или этилпропионат или этилформиат или пропилформиат или другие нефтерастворимые трассеры, известные из уровня техники.

Возможен вариант выполнения изобретения, где жидкость, в частности вода, закачиваемая в скважину, может дополнительно содержать водорастворимые трассеры, при этом в контексте изобретения в качестве водорастворимого трассера рассматривается вещество, растворяющееся только в воде и не растворяющееся в нефти. В частности, в скважину может быть закачена жидкость, дополнительно включающая два водорастворимых трассера, а именно кавер-трассер и трассер массового баланса. Целью доставки в пласт кавер-трассера является качественная оценка точности определения остаточной нефтенасыщенности пласта (S_{or}), определяемая характером поведения кривых концентраций кавер-трассера и нефтерастворимого трассера, например, этилацетата, причем если характер кривых идентичен, то можно делать вывод об отсутствии при проведении исследований таких искажающих факторов, как межскважинная интерференция, межпластовые перетоки флюида и других факторов. Кроме того, при отсутствии по каким-либо причинам, выхода этилацетата кавер-трассер может быть использован для интерпретации результатов вместо него. В свою очередь, целью доставки в пласт трассера материального баланса является контроль извлеченного объема трассеров во время проведения исследований, что позволяет своевременно завершить исследование. В качестве кавер-трассера и трассера массового баланса могут быть использованы, например, *n*-пропанол или изопропанол или метанол или другие вещества.

После закачки в скважину жидкости, включающую по меньшей мере один нефтерастворимый трассер, а в одном из вариантов реализации изобретения, дополнительно включающую водорастворимые трассеры, осуществляют продавку указанной жидкости вглубь призабойной зоны пласта оторочкой жидкости, например, водой, не содержащей трассеров. Указанный этап осуществляют с целью продавки (доставки) нефтерастворимого трассера, а в одном из вариантов реализации изобретения и водорастворимых трассеров, в глубь пласта.

Следующим этапом заявленного изобретения является определение средней температуры призабойной зоны пласта (T) с учетом ее охлаждения из-за закаченных ранее рабочего агента и жидкостей, а именно охлаждения пласта на этапе закачки в скважину рабочего агента, на этапе закачки в скважину жидкости, включающую по меньшей мере один нефтерастворимый трассер, а в одном из вариантов реализации изобретения, дополнительно включающую водорастворимые трассеры, и на этапе продавки жидкости, включающую по меньшей мере один нефтерастворимый трассер, а в одном из вариантов ре-

лизации изобретения, дополнительно включающей водорастворимые трассеры, вглубь призабойной зоны пласта оторочкой жидкости. Стоит отметить, что пластовая температура (T_0) может достигать значения 100°C и выше, а после закачки рабочего агента и жидкостей значительно снижается, в среднем, на температуру от 5 до 30°C , поскольку закачиваемые в скважину рабочий агент и жидкости имеют температуру ($T_{\text{ж}}$), близкую к температуре окружающей среды, в частности температуру в диапазоне от 0 до 30°C . Важность определения средней температуры (T) призабойной зоны пласта обусловлена тем, что значение скорости реакции гидролиза (k), которое необходимо учитывать для реализации следующего этапа по остановке скважины, существенно зависит от температуры пласта. Также значение коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами (K_d), который необходимо учитывать для определения остаточной нефтенасыщенности пласта ($S_{\text{ор}}$), существенно зависит от температуры пласта. В свою очередь отсутствие данного этапа в заявленном способе или отсутствие учета охлаждения исследуемой зоны пласта приводит к значительной погрешности (в среднем от 2 до 25%) вычисления остаточной нефтенасыщенности пласта ($S_{\text{ор}}$). В связи с этим целью данного этапа является определение средней температуры призабойной зоны пласта (T) с учетом ее охлаждения для последующего точного определения остаточной нефтенасыщенности пласта ($S_{\text{ор}}$).

В одном из вариантов осуществления изобретения среднюю температуру призабойной зоны пласта (T) с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей определяют по формуле (1):

$$T = T_0 - \frac{c_B \cdot (T_0 - T_{\text{ж}}) \cdot m \cdot (1 - S_0 - S_{\text{wc}})}{[(1 - m) \cdot c_{\text{п}} + m \cdot (S_0 \cdot c_{\text{н}} + (1 - S_0) \cdot c_B)]} \quad (1),$$

где T - средняя температура призабойной зоны пласта, с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

$T_0, T_{\text{ж}}$ - начальная температура пласта и температура закачиваемых рабочего агента и жидкостей;

m, S_0, S_{wc} - пористость, критическая нефтенасыщенность и насыщенность связанной водой;

$c_B, c_{\text{н}}, c_{\text{п}}$ - объемные теплоемкости воды, нефти и породы.

Определение средней температуры призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения по формуле (1) обусловлена точностью, поскольку учитывается тепловой баланс между закаченным рабочим агентом и жидкостью с одной стороны и скелетом породы, связанной пластовой водой и критической нефтью, с другой стороны.

В другом варианте осуществления изобретения среднюю температуру призабойной зоны пласта (T) с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей определяют посредством температурной гидродинамической модели, в частности на одном из гидродинамических симуляторов. Определение средней температуры призабойной зоны пласта (T) с учетом ее охлаждения по температурной гидродинамической модели обусловлена точностью, поскольку учитывается тепловой баланс между закаченным рабочим агентом и жидкостью с одной стороны и скелетом породы, связанной пластовой водой и критической нефтью, с другой стороны, при этом учитывается неоднородность в свойствах между пропластками залежи.

Следующим этапом заявленного способа является этап остановки скважины на время (t), необходимое для прохождения в пласте реакции образования водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера. Время (t) остановки скважины, согласно заявленному изобретению, должно быть больше минимального времени реакции гидролиза с образованием из нефтерастворимого трассера водорастворимого трассера при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей. Важность проведения данного этапа обусловлена необходимостью установления времени остановки скважины, которое позволит на следующих этапах способа гарантированно осуществить, например, установление пиков по графической зависимости значения накопленного объема флюида от концентрации образованного водорастворимого трассера и закаченного нефтерастворимого трассера ($Q_{\text{water}}, Q_{\text{oil}}$).

В одном из вариантов осуществления изобретения время остановки скважины определяют по формуле (2), которая устанавливает нижнюю границу времени остановки, причем скорость протекания реакции гидролиза (k) водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера, определяют из полученной на первом этапе зависимости скорости реакции гидролиза (k) нефтерастворимого трассера от температуры, для определенной ранее средней температуры (T) призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей:

$$\frac{1}{k} \ln \left[\frac{1}{1 - \frac{c_B^{m \ln}}{c_B^K}} \right] < t \quad (2),$$

где t - время остановки скважины для прохождения реакции образования водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера в результате реакции гидролиза в пласте;

k - скорость протекания реакции гидролиза водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

\ln - натуральный логарифм;

$$C_B^K, C_B^{min}$$

- максимально возможная концентрация водорастворимого трассера, образованного в результате реакции гидролиза из нефтерастворимого трассера, и его минимальная концентрация, которая необходима для определения водорастворимого трассера с помощью средств измерения.

Нижняя граница времени (t) остановки скважины обусловлена необходимостью образования в пласте достаточного количества водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера для его определения с помощью средств измерения (например, хроматографа). Если время (t) остановки скважины будет задано меньше данной нижней границы, то концентрации образованного водорастворимого трассера будет недостаточно для его определения. В таком случае определение остаточной нефтенасыщенности пласта (S_{or}) не представляется возможным по формуле (3), поскольку не представляется возможным определить концентрацию образованного водорастворимого трассера.

Определение времени (t) остановки скважины для прохождения реакции образования водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера в результате реакции гидролиза в пласте по формуле (2) обусловлена точностью, поскольку для расчета берется значение скорости протекания реакции гидролиза водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера при средней температуре призабойной зоны пласта (T) с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей.

Затем осуществляют пуск скважины в режим добычи с последующим отбором проб флюида и определением в них концентрации образованного водорастворимого трассера, например этанола и закаченного нефтерастворимого трассера, например этилацетата, с последующим этапом определения значений накопленного объема флюида (Q_{water}, Q_{oil}) с образованным водорастворимым трассером, например этанолом и закаченным нефтерастворимым трассером, например этилацетатом. Анализ отбираемых проб может быть проведен как в режиме реального времени в мобильной лаборатории, так и в стационарной лаборатории. В одном из вариантов выполнения изобретения на этапе пуска скважины в режим добычи с последующим отбором проб флюида дополнительно определяют концентрации, закаченных ранее водорастворимых трассеров.

Для интерпретации полученных результатов в одном из вариантов выполнения изобретения строят графическую зависимость концентрации образованного водорастворимого трассера и закаченного нефтерастворимого трассера от накопленного объема флюида (Q_{water}, Q_{oil}) с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером. На указанных графических зависимостях выбирают (фиг. 1, фиг. 3) значения накопленной добычи флюидов, соответствующие экстремумам кривых концентраций нефтерастворимого трассера и нового водорастворимого трассера (Q_{oil}, Q_{water}), образовавшегося в результате реакции гидролиза. Кроме того, также могут быть построены зависимости концентраций закаченных водорастворимых трассеров (кавер-трассера и трассера массового баланса), например, n-пропанола или изопропанола или метанола, от накопленного объема флюида.

Завершающим этапом способа является определение остаточной нефтенасыщенности пласта (S_{or}) в соответствии со значениями накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером (Q_{oil}, Q_{water}) и значением коэффициента разделения (K_d) нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами при средней температуре (T) призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей. Определение остаточной нефтенасыщенности пласта (S_{or}) обусловлено точностью, поскольку для расчета берется значение коэффициента разделения (K_d) нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами при средней температуре (T) призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей.

Возможен вариант выполнения изобретения, при котором остаточную нефтенасыщенность пласта (S_{or}) определяют по формуле (3):

$$S_{or} = \frac{(Q_{oil}-\delta)/(Q_{water}-\delta)-1}{(Q_{oil}-\delta)/(Q_{water}-\delta)-1+K_d} \quad (3)$$

где S_{or} - остаточная нефтенасыщенность пласта;

Q_{oil}, Q_{water} - накопленные объемы флюида с нефтерастворимым и водорастворимым трассерами;

K_d - коэффициент разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

δ - объем жидкости в стволе в скважине, который не продавился в пласт.

Причем для определения остаточной нефтенасыщенности пласта (S_{or}) по формуле (3) коэффициент разделения (K_d) нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами определяют из полученной на первом этапе зависимости коэффициента разделения (K_d) нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами от температуры, для определенной ранее средней температуры (T) призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей, а под объемом жидкости в скважине (δ) следует понимать объем жидкости, который остался в скважине при закачке и не продавился в пласт.

Изобретение поясняется следующими фигурами.

На фиг. 1 показан график зависимости накопленной добычи флюида (m^3) от концентраций этилацетата, н-пропанола, изопропанола и этанола (мг/л) по примеру 1, где 1

- этилацетат, 2 - изопропанол, 3 - н-пропанол, 4 - этанол.

На фиг. 2 показана температурная гидродинамическая модель призабойной зоны скважины с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей, где 1 - зона с температурой от 71 до 81°C, 2 - зона с температурой от 61 до 70°C, зона 3 - зона с температурой от 50 до 60°C, 4 - зона с температурой от 40 до 49°C.

На фиг. 3 показан график зависимости накопленной добычи флюида (m^3) от концентраций этилацетата, н-пропанола, изопропанола и этанола (мг/л) по примеру 2, где 1

- этилацетат, 2 - изопропанол, 3 - н-пропанол, 4 - этанол.

Ниже приведены частные примеры реализации, которые иллюстрируют заявленное изобретение, но не ограничивают его. Кроме того, в подтверждение заявляемого технического результата приведены расчеты для определения остаточной нефтенасыщенности пласта относительно ближайшего аналога (прототипа).

Пример 1. Пласт в районе скважины одного из месторождений Западной Сибири, на котором были проведены исследования, имеет следующие геолого-физические характеристики: начальная температура пласта (T_0) равна 87°C; пористость пласта (m) равна 0,3; критическая нефтенасыщенность пласта (S_0) равна 0,25; насыщенность связанной водой (S_{wc}) равна 0,20; теплоемкости породы (C_p), нефти (C_n) и воды (C_w) равны 2200, 2120, 4180 кДж/($m^3 \cdot K$), соответственно. При этом минимальная концентрация

$$(c_B^{min})$$

образованного водорастворимого трассера (этанола) в пласте в результате реакции гидролиза из нефтерастворимого трассера составляет 200 мг/литр.

На первом этапе реализации способа в лабораторных условиях определена зависимость скорости реакции гидролиза нефтерастворимого трассера (k) от температуры и зависимость коэффициента разделения (K_d) нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами от температуры (см. таблицу). При этом первое значение температуры в указанной зависимости соответствует начальной температуре пласта (T_0), последующие значения температур выбраны исходя из прогнозируемого процесса охлаждения пласта в расширенном диапазоне температур от 7 до 12°C.

Зависимость скорости реакции гидролиза (k) нефтерастворимого трассера и коэффициента разделения (K_d) нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами от температуры.

Температура, °C	Скорость реакции гидролиза (k), 1/сут	Коэффициент разделения (K_d)
50	0,0058	2,53
60	0,0075	2,79
67	0,0090	2,96
75	0,0111	3,17
87	0,0168	3,47

На следующем этапе для создания условий остаточной нефтенасыщенности осуществляли закачку в скважину рабочего агента, в данном примере представляющей собой ПАВ-полимерный раствор объемом 300 m^3 и воду, объемом 900 m^3 , после чего закачали жидкость объемом 50 m^3 , представляющую собой водный раствор с нефтерастворимым и водорастворимыми трассерами в следующих концентрациях: этилацетат (9,2 кг/ m^3), н-пропанол (4,15 кг/ m^3), изопропанол (3,0 кг/ m^3), затем закачали жидкость объемом 75 m^3 , представляющую собой водный раствор с водорастворимым трассером, представленный изопропанолом с концентрацией 3,0 кг/ m^3 . Затем осуществляли этап продавки вглубь призабойной зоны пласта жидкости, включающей нефтерастворимые и водорастворимые трассеры, оторочкой жидкости объемом 24 m^3 , представляющей собой воду без трассеров. Средняя температура закачиваемых жидкостей, суммарным объемом 1349 m^3 , составляла 10°C. После определяли среднюю температуру призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке жидкостей суммарным объемом 1349 m^3 с температурой 10°C. В данном примере среднюю температуру призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения рассчитали по формуле (3):

$$T = 87 - \frac{4180 \cdot (87 - 10) \cdot 0,3 \cdot (1 - 0,25 - 0,20)}{[(1 - 0,3) \cdot 2200 + 0,3 \cdot (0,25 \cdot 2120 + (1 - 0,25) \cdot 4180)]} = 67^\circ C.$$

Затем произвели остановку скважины на время (t), большее минимального времени протекания реакции гидролиза с образованием из нефтерастворимого трассера нового водорастворимого трассера при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке жидкостей. В данном примере минимальное время остановки скважины (4,7 суток) определили по формуле (1):

$$t_{min} = \frac{1}{0,0090} \ln \left[\frac{1}{1 - \frac{200}{4800}} \right] = 4,7 \text{ суток},$$

при этом скорость реакции гидролиза выбрана исходя из средней температуры призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения (согласно таблице: $k=0,0090$ 1/сут), а максимальную концентрацию

$$C_B^K$$

нового водорастворимого трассера - этанола (считая, что весь этилацетат прореагирует) рассчитали по формуле:

$$\frac{C_{0(\text{этилацетат})} \cdot M_{W(\text{этанол})}}{M_{W(\text{этилацетат})}} = \frac{9,2 \cdot 46}{88} = 4,8 \text{ кг/м}^3 = 4800 \text{ мг/литр},$$

где $C_{0(\text{этилацетат})}$ - начальная концентрация этилацетата, равная $9,2 \text{ кг/м}^3$;

$M_{W(\text{этанол})}$ - молярная масса этанола, равная 46 г/моль ;

$M_{W(\text{этилацетат})}$ - молярная масса этилацетата, равная 88 г/моль .

После остановки скважины на 5 суток, осуществили пуск указанной скважины в режим добычи с последующим отбором проб флюида и определением в нем концентрации образованного водорастворимого трассера и закачиваемого ранее нефтерастворимого трассера. После чего произвели построение графической зависимости концентрации образованного водорастворимого трассера и закачиваемого ранее нефтерастворимого трассера от накопленной добычи флюида, а также закаченных ранее водорастворимых трассеров от накопленной добычи флюида, а именно построили график зависимости накопленной добычи флюида (м^3) от концентраций этилацетата, н-пропанола, изопропанола и этанола (мг/л) (фиг. 1), по которому определили значения (кривые 1 и 4) накопленной добычи флюидов Q_{oil} , Q_{water} для расчета остаточной нефтенасыщенности пласта, соответствующие экстремумам на кривых. Характер полученных кривых изопропанола (2) и н-пропанола (3) свидетельствует об отсутствии при проведении исследований таких искажающих факторов, как межскважинная интерференция, межпластовые перетоки флюида и других факторов.

Определенные значения максимальных пиков на кривых 1 и 4 $Q_{oil}=53,5 \text{ м}^3$ и $Q_{water}=34,7 \text{ м}^3$ использовали для последующего расчета остаточной нефтенасыщенности пласта по формуле (2), при этом коэффициент разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами принят при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения (согласно таблице: $K_d=2,6$), а определенный объем жидкости в стволе скважины (δ), который не продавился в пласт, равен $14,6 \text{ м}^3$:

$$Sor = \frac{(53,5-14,6)/(34,7-14,6)-1}{(53,5-14,6)/(34,7-14,6)-1+2,96} = 0,240.$$

Для сравнения также был произведен расчет остаточной нефтенасыщенности пласта по прототипу по формуле (2), при этом коэффициент разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами принят при начальной пластовой температуре (согласно таблице: $K_d=3,47$):

$$Sor = \frac{(53,5-14,6)/(34,7-14,6)-1}{(53,5-14,6)/(34,7-14,6)-1+3,47} = 0,212.$$

Таким образом, установлено, что предложенный способ позволяет более точно определить значение остаточной нефтенасыщенности пласта, при этом разница в значениях нефтенасыщенности между прототипом и предложенным изобретением составила $0,028$ или $13,2\%$.

Пример 2. Скважина одного из месторождений Западной Сибири, на которой были проведены исследования, имела два поропласта (№1, №2) со следующими геолого-физическими характеристиками: начальная пластовая температура (T_0) для двух пропластков равна 80°C ; пористость (m): для пропластка №1 равна $0,25$, для пропластка №2 равна $0,28$; критическая нефтенасыщенность (S_o): для пропластка №1 равна $0,34$; для пропластка №2 равна $0,37$; связанная вода (S_{wc}): для пропластка №1 - $0,20$; для пропластка №2 - $0,25$; теплоемкости породы (C_p): для пропластка №1 - $2000 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{К)}$; для пропластка №2 - $2300 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{К)}$; теплоемкости нефти (C_n) и теплоемкость воды (C_w) равны 2120 и $4180 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{К)}$, соответственно. При этом минимальная концентрация

$$(C_B^{min})$$

нового водорастворимого трассера (этанола), образованного в пласте в результате реакции гидролиза из нефтерастворимого трассера составляет 200 мг/литр .

В данном примере для определения времени остановки (t) скважины и для определения остаточной нефтенасыщенности пласта (S_{or}) использовали, определенную согласно примеру 1, зависимость скорости реакции гидролиза (k) нефтерастворимого трассера от температуры и коэффициента разделения (K_d) нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами от температуры (см. таблицу).

Для создания условий остаточной нефтенасыщенности осуществляли закачку в скважину, рабочего агента, в данном примере представляющего собой воду объемом 1200 м^3 . После чего закачали жидкость объемом 50 м^3 , представляющую собой водный раствор с нефтерастворимым и водорастворимыми трассерами в следующих концентрациях: этилацетат ($9,2 \text{ кг/м}^3$), н-пропанол ($4,15 \text{ кг/м}^3$), изопропанол ($3,0 \text{ кг/м}^3$), затем закачали жидкость объемом 75 м^3 , представляющую собой водный раствор с водорастворимым трассером, представленный изопропанолом с концентрацией $3,0 \text{ кг/м}^3$. Затем осуществляли этап продавки вглубь призабойной зоны пласта жидкости, включающей нефтерастворимые и водораствори-

мые трассеры, оторочкой жидкости объемом 24 м^3 , представляющей собой воду без трассеров. Средняя температура закачиваемых жидкостей, суммарным объемом 1349 м^3 , составляла 5°C . После определяли среднюю температуру призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке жидкостей суммарным объемом 1349 м^3 с температурой 5°C . В данном примере среднюю температуру призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения определяли посредством температурной гидродинамической модели (фиг. 2). Из представленной модели установлено, что средняя температура в радиусе 3 метров от скважины (исследуемая зона) призабойной зоны пласта (T) с учетом ее охлаждения равна 60°C .

Затем произвели остановку скважины на время (t), большее минимального времени протекания реакции гидролиза с образованием из нефтерастворимого трассера нового водорастворимого трассера при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке жидкостей. В данном примере минимальное время остановки скважины (5,7 суток) определили по формуле (1):

$$t_{\min} = \frac{1}{0,0075} \ln \left[\frac{1}{1 - \frac{200}{4800}} \right] = 5,7 \text{ суток},$$

при этом скорость реакции гидролиза выбрана исходя из средней температуры призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения (согласно таблице: $k=0,0075 \text{ 1/сут}$), а максимальную концентрацию

$$C_B^K$$

нового водорастворимого трассера - этанола (считая, что весь этилацетат прореагирует) рассчитали по формуле:

$$\frac{C_{O(\text{этилацетат})} \cdot M_{W(\text{этанол})}}{M_{W(\text{этилацетат})}} = \frac{9,2 \cdot 46}{88} = 4,8 \text{ кг/м}^3 = 4800 \text{ мг/литр},$$

где $C_{O(\text{этилацетат})}$ - начальная концентрация этилацетата, равная $9,2 \text{ кг/м}^3$;

$M_{W(\text{этанол})}$ - молярная масса этанола, равная 46 г/моль ;

$M_{W(\text{этилацетат})}$ - молярная масса этилацетата, равная 88 г/моль .

После остановки скважины на 6 суток, осуществляли пуск указанной скважины в режим добычи с последующим отбором проб флюида и определением в нем концентрации образованного водорастворимого трассера и закачиваемого ранее нефтерастворимого трассера. После чего произвели построение графической зависимости концентрации образованного водорастворимого трассера и закачиваемого ранее нефтерастворимого трассера от накопленной добычи флюида, а также закаченных ранее двух водорастворимых трассеров от накопленной добычи флюида, а именно построили график зависимости накопленной добычи флюида (м^3) от концентраций этилацетата, н-пропанола, изопрпроанола и этанола (мг/л) (фиг. 3), по которому определили (кривые 1 и 4) значения накопленной добычи флюидов Q_{oil} , Q_{water} для расчета остаточной нефтенасыщенности пласта, соответствующие экстремумам на кривых. Характер полученных кривых изопрпроанола (2) и н-пропанола (3) свидетельствует об отсутствии при проведении исследований таких искажающих факторов, как межскважинная интерференция, межпластовые перетоки флюида и других факторов.

Определенные значения максимальных пиков на кривых $Q_{oil}=35,9 \text{ м}^3$ и $Q_{water}=27,8 \text{ м}^3$ использовали для последующего расчета остаточной нефтенасыщенности пласта по формуле (3), при этом коэффициент разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами принят при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения (согласно таблице: $K_d=2,79$), а определенный объем жидкости в стволе скважины (δ), который не зашел в пласт, равен $17,5 \text{ м}^3$:

$$Sor = \frac{(35,9-17,5)/(27,8-17,5)-1}{(35,9-17,5)/(27,8-17,5)-1+2,79} = 0,220.$$

Для сравнения также был произведен расчет остаточной нефтенасыщенности пласта по прототипу по формуле (3), при этом коэффициент разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами принят при начальной пластовой температуре (согласно таблице: $K_d=3,47$):

$$Sor = \frac{(53,5-14,6)/(34,7-14,6)-1}{(53,5-14,6)/(34,7-14,6)-1+3,47} = 0,185.$$

Таким образом установлено, что предложенный способ позволяет более точно определить значение остаточной нефтенасыщенности пласта, при этом разница в значениях нефтенасыщенности между прототипом и предложенным изобретением составила $0,035$ или $18,9\%$.

Описанные в примерах 1 и 2 экспериментальные данные подтверждают промышленную применимость заявленного изобретения, а также свидетельствуют о том, что предлагаемый способ обеспечивает достижение вышеуказанных технических результатов, заключающихся в повышении точности определения остаточной нефтенасыщенности пласта в исследуемой зоне, а также в повышении надежности способа определения остаточной нефтенасыщенности пласта.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ определения остаточной нефтенасыщенности пласта, включающий следующие этапы:
определение зависимости скорости реакции гидролиза нефтерастворимого трассера от температуры и зависимости коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами от температуры;

закачка в скважину рабочего агента;

закачка в скважину жидкости, включающую по меньшей мере один нефтерастворимый трассер;

продавка жидкости, включающей по меньшей мере один нефтерастворимый трассер, вглубь призабойной зоны пласта оторочкой жидкости;

определение средней температуры призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

остановка скважины на время, большее минимального времени реакции гидролиза с образованием из нефтерастворимого трассера водорастворимого трассера при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

пуск скважины в режим добычи с последующим отбором проб флюида и определением в них концентрации образованного водорастворимого трассера и закаченного нефтерастворимого трассера;

определение значений накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером;

определение остаточной нефтенасыщенности пласта в соответствии со значениями накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером и значением коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей.

2. Способ по п.1, в котором при определении зависимостей скорости реакции гидролиза нефтерастворимого трассера от температуры и зависимости коэффициента разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами от температуры первое значение температуры соответствует начальной температуре пласта, а последующие значения температур заданы из диапазона от 1 до 15°C ниже начальной температуры пласта.

3. Способ по п.1, в котором в качестве рабочего агента используют воду, водный раствор поверхностно-активных веществ, водный раствор полимеров или газ.

4. Способ по п.1, в котором жидкость при закачке в скважину дополнительно содержит водорастворимые трассеры, при этом после пуска скважины в режим добычи с последующим отбором проб флюида определяют концентрации водорастворимых трассеров.

5. Способ по п.1, в котором среднюю температуру призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей определяют по формуле:

$$T = T_0 - \frac{C_B \cdot (T_0 - T_{ж}) \cdot m \cdot (1 - S_o - S_{wc})}{[(1 - m) \cdot C_{п1} + m \cdot (S_o \cdot C_{н1} + (1 - S_o) \cdot C_{в1})]}$$

где T - средняя температура призабойной зоны пласта, с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

$T_0, T_{ж}$ - начальная температура пласта и температура закачиваемых рабочего агента и жидкостей;

m, S_o, S_{wc} - пористость, критическая нефтенасыщенность и насыщенность связанной водой;

$C_{в}, C_{н}, C_{п}$ - объемные теплоемкости воды, нефти и породы.

6. Способ по п.1, в котором среднюю температуру призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей определяют посредством температурной гидродинамической модели.

7. Способ по п.1, в котором время остановки скважины определяют по формуле:

$$\frac{1}{k} \ln \left[\frac{1}{1 - \frac{c_B^{min}}{c_B^K}} \right] < t,$$

где t - время остановки скважины для прохождения реакции образования водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера в результате реакции гидролиза в пласте;

k - скорость протекания реакции гидролиза водорастворимого трассера из нефтерастворимого трассера при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

ln - натуральный логарифм;

$$c_B^K, c_B^{min}$$

- максимально возможная концентрация водорастворимого трассера, образованного в результате реакции гидролиза из нефтерастворимого трассера, и его минимальная концентрация, которая необходима для определения водорастворимого трассера с помощью средств измерения.

8. Способ по п.1, в котором значения накопленного объема флюида определяют по графической зависимости концентрации образованного водорастворимого трассера и закаченного нефтерастворимого трассера от накопленного объема флюида с образованным водорастворимым трассером и закаченным нефтерастворимым трассером.

9. Способ по п.1, в котором остаточную нефтенасыщенность пласта определяют по формуле:

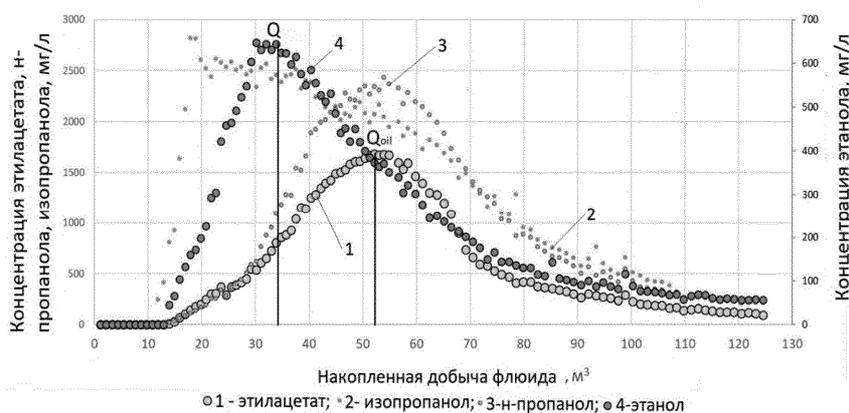
$$S_{or} = \frac{(Q_{oil}-\delta)/(Q_{water}-\delta)-1}{(Q_{oil}-\delta)/(Q_{water}-\delta)-1+K_d}$$

где S_{or} - остаточная нефтенасыщенность пласта;

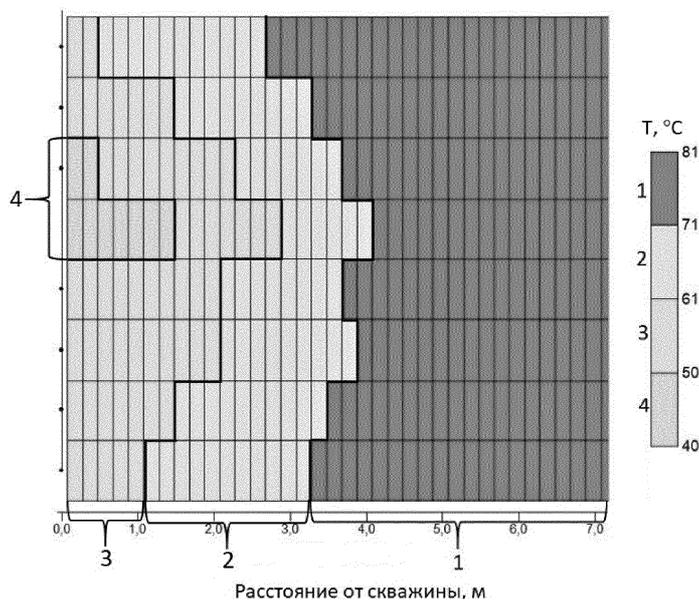
Q_{oil} , Q_{water} - накопленные объемы флюида с нефтерастворимым и водорастворимым трассерами;

K_d - коэффициент разделения нефтерастворимого трассера между водной и нефтяной фазами при средней температуре призабойной зоны пласта с учетом ее охлаждения при закачке рабочего агента и жидкостей;

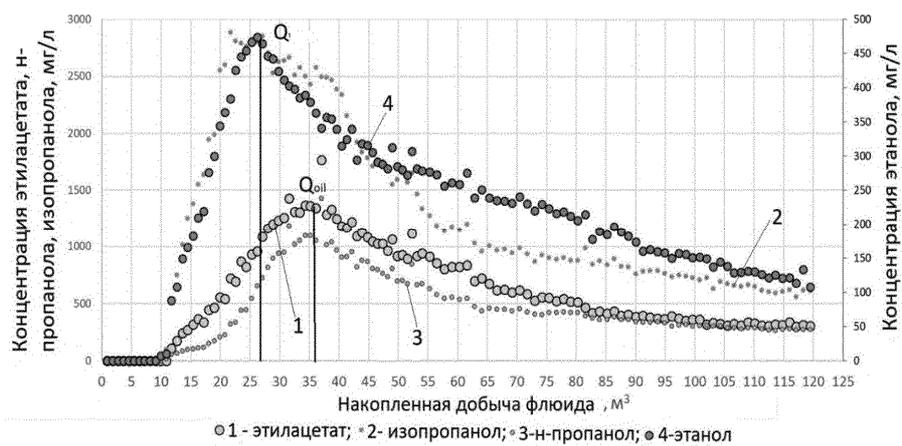
δ - объем жидкости в стволе скважины, который не продавился в пласт.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

