

УДК 622.276.031

Г.В. Плюснин, Ф.В. Мендограло

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Россия

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД

В лабораторных условиях на низкопроницаемых образцах керна проведены эксперименты с моделированием процессов нефтедобычи, начиная от первичного вскрытия пласта и заканчивая процессами, происходящими при эксплуатации добывающих скважин. Эксперименты проводились при расходе и давлениях, близких к реальным. Проводились исследования по определению глубины, на какую проникает буровой раствор и его фильтрат, насколько ухудшается проницаемость при первичном вскрытии, при спускоподъемных операциях бурового оборудования в низкопроницаемых терригенных коллекторах. Рассматривались составы, которые способны удалять не только отрицательное воздействие продуктов взаимодействия фильтрата бурового раствора и пластовых жидкостей, но и улучшать коллекторские свойства призабойной зоны.

Ключевые слова: фильтрат бурового раствора, низкопроницаемые коллекторы, гипохлорит натрия.

G.V. Plusnin, P.V. Mendogralo

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

MODELING OF PROCESSES OF OIL PRODUCTION IN LOW-PERMEABLE RESERVOIRS OF TERRIGENOUS ROCKS

In laboratory conditions the low-permeable core samples experiments were carried out with the modelling of the processes of oil production, starting from the initial opening of the reservoir to the processes occurring in the operation of production wells. The experiments were carried out at the rate of and pressures close to the real. The research was conducted at what depth of penetrates drilling mud and its leachate, as far as deteriorating permeability at the initial autopsy, during tripping operations of the drilling equipment in low-permeable terrigenous collectors. Considered compositions, which are able to remove not only the negative impact of products of interaction of filtrate and the formation fluid, but also to improve the collection properties of the bottom-hole zone.

Keywords: filtrate, low-permeable collectors, sodium hypochlorite.

В разработку вводится все больше залежей нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам. Низкопроницаемые коллекторы до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² в большей степени глинизированы, чем высокопроницаемые, имеют меньшие размеры поровых каналов. Удельная поверхность фильтрации низкопроницаемых коллекторов в несколько раз выше, чем высоко-

копроницаемых. При первичном и вторичном вскрытии, при проведении ремонтных работ призабойной зоне в низкопроницаемых коллекторах наносится ущерб, в 3–4 раза больший, чем высокопроницаемым пластам в аналогичных условиях. Использование хорошо растворимых в воде реагентов в комплексе с кислотной обработкой позволяет удалить продукты взаимодействия фильтрата бурового раствора и пластовых жидкостей и произвести физическую очистку порового пространства горной породы.

Вскрытие продуктивных пластов производится на глинистых растворах, обработанных композициями химических реагентов (КМЦ, акрилаты, крахмал, КССБ и т.д.), а также на безглинистых растворах, также обработанных растворами (на основе КМЦ и ПАА, силикатно-калиевого полимерного на основе хлоридов калия, натрия и модифицированного крахмала, а также силикатно-калиевого раствора с добавкой полигликоля). Очевидно, что буровой раствор и его фильтрат должны обладать таким свойством, как обеспечение легкого и полного удаления проникшего фильтрата из пласта. Фильтрат такого бурового раствора должен обладать сильным ингибирующим действием, чтобы исключить гидратацию и диспергирование глинистых пород пласта, обеспечивать хорошую нефтесмачиваемость коллектора, а также иметь низкое межфазное натяжение на границе с гидрофобной фазой и не образовывать осадков при контакте с пластовыми водами и породами. Как известно, большинство нефтесодержащих пород является гидрофильным и способно адсорбировать воду, отфильтровавшуюся в продуктивный пласт, при применении бурового раствора на водной основе. В результате снижается фазовая проницаемость по углеводородам и блокируется их поступление в скважину. Максимальная сохранность коллекторских свойств, а особенно низкопродуктивного пласта, обеспечивается прежде всего системой бурового раствора. Но ни одна система не является идеальной для вскрытия продуктивных отложений [1].

По данным геофизических исследований фильтрат буровых растворов проникает в продуктивный пласт на расстояние до 0,8 м [2]. Взаимодействие фильтрата с пластовыми флюидами и горными породами на поверхностях каналов фильтрации приводит к тому, что после освоения скважин в притоке жидкости или газа в добывающих скважинах участвуют на 30–70 % перфорированная толщина пласта. Для удаления продуктов взаимодействия из пласта приходится создавать при освоении скважин высокие депрессии: для высокопроницаемых – депрессии, достигающие

4...5 МПа, и для низкопроницаемых коллекторов – более 10 МПа. Высокие депрессии невозможно создать с помощью применяемых при освоении скважин компрессорных установок типа СД-9/101.

Изучение процессов вскрытия продуктивного пласта, взаимодействия фильтрата буровых растворов различного типа с пластовыми флюидами и горными породами на поверхностях каналов фильтрации, удаления продуктов взаимодействия приводит к необходимости их моделирования в лабораторных условиях.

Для проведения лабораторных исследований использовалась установка УИПК-1М с комплектом кернодержателей: для единичного образца керна – длиной 2,5...3,5 см и составная модель длиной 30 см. Испытания проводились на низкопроницаемых образцах керна, отобранных из терригенных отложений тульской и бобриковской залежей нефти Ольховского, Чашкинского и Уньвинского месторождений с использованием глинистого бурового раствора и пластовой воды Чашкинского месторождения. Эксперименты проводились при расходе и давлениях, близких к реальным при первичном вскрытии, спускоподъемных операциях бурового инструмента во вскрытом продуктивном пласте, при освоении и эксплуатации скважин. Прямая прокачка пластового флюида при моделировании взаимодействия «скважина – пласт» осуществлялась с одного торца образца керна. И, наоборот, обратная прокачка при моделировании взаимодействия «пласт – скважина» осуществлялась с другого торца керна.

Лабораторные опыты проводились по следующей схеме:

- 1) определялась начальная проницаемость отдельного образца керна по пластовой жидкости (минерализованной воде) обратной прокачкой;
- 2) осуществлялись компоновка образцов керна в составной кернодержатель 30 см и прямая прокачка бурового раствора при $P = 17$ МПа. Модель выдерживалась под давлением 22 ч;
- 3) модель разбиралась;
- 4) определялась проницаемость каждого отдельного образца керна по пластовой воде обратной прокачкой;
- 5) модель снова собиралась. После чего проводились испытания в условиях спускоподъемных операций бурового инструмента при нагрузке $P = 22,5$ МПа в течение 30 мин прямой прокачкой;
- 6) модель разбиралась;
- 7) определялась проницаемость каждого образца по пластовой воде обратной прокачкой;

8) выбирались образцы керна из прискважинной зоны воздействия фильтрата бурового раствора;

9) после этого прямой прокачкой на образцы керна проводились испытания составов по разглинизации;

10) определялась проницаемость каждого образца по пластовой воде обратной прокачкой;

11) определялась эффективность каждой обработки.

Для моделирования первичного вскрытия низкопродуктивного пласта (табл. 1) была осуществлена прямая прокачка глинистого бурового раствора через составную модель общей длиной 23,9 см при $P = 17$ МПа с выдержкой под давлением 22 ч. В графе «Общая длина модели» имеется в виду увеличение суммарной длины образцов керна, составляющих составную модель от скважины в глубину пласта. Влияние воздействия фильтрата отмечено до расстояния 13,02 см с ухудшением проницаемости образцов керна от 17 до 55 %. Коэффициент относительной проницаемости N принят для приведения проницаемости всех образцов к одному знаменателю. Так, если $N < 1$, то это означает ухудшение проницаемости по сравнению с начальной, и, наоборот, если $N > 1$ – улучшение проницаемости и во сколько раз.

Таблица 1

Моделирование процесса первичного вскрытия продуктивного горизонта

№ п/п	№ цилиндра	Общая длина модели, см	Проницаемость, $10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$		$N_1 = K_2/K_1$
			До прокачки (K_1)	После прокачки (K_2)	
1	54270	1,88	8,9	5,38	0,6
2	63711	4,12	12,93	10,2	0,79
3	53963	5,79	13,85	7,61	0,55
4	37936	8,14	13,91	11,59	0,83
5	37937	10,57	10,7	8,59	0,8
6	37940	13,02	13,06	11,56	0,89
7	54265	15,04	10,86	11,43	1,05
8	37950	17,24	6,35	8,83	1,39
9	37939	19,63	14,53	12,05	0,83
10	37934	21,75	8,19	6,15	0,75
11	37935	23,9	9,43	10,19	1,08

При моделировании спускоподъемных операций (табл. 2) была осуществлена прокачка глинистого бурового раствора при $P = 22,5$ МПа с выдержкой под давлением – 30 мин. Произошло дополнительное ухуд-

шение проницаемости до глубины 8 см на 14–52 %. На рисунке показаны усредненные кривые испытаний.

Таблица 2

Моделирование процессов спускоподъемных операций
бурового инструмента

№ п/п	№ цилиндра	Общая длина, см	Проницаемость, $10^{-3} \cdot \text{мкм}^2$		$N_2 = K_3/K_2$
			До СПО (K_2)	После СПО (K_3)	
1	54270	1,88	5,38	2,56	0,48
2	63711	4,12	10,2	8,8	0,86
3	53963	5,79	7,61	6,65	0,87
4	37936	8,14	11,59	9,09	0,78
5	37937	10,57	8,59	9,8	1,14
6	37940	13,02	11,56	10	0,87
7	54265	15,04	11,43	11,22	0,98
8	37950	17,24	8,83	7,85	0,89
9	37939	19,63	12,05	9,88	0,82
10	37934	21,75	6,15	6,34	1,03
11	37935	23,9	10,19	9,29	0,91

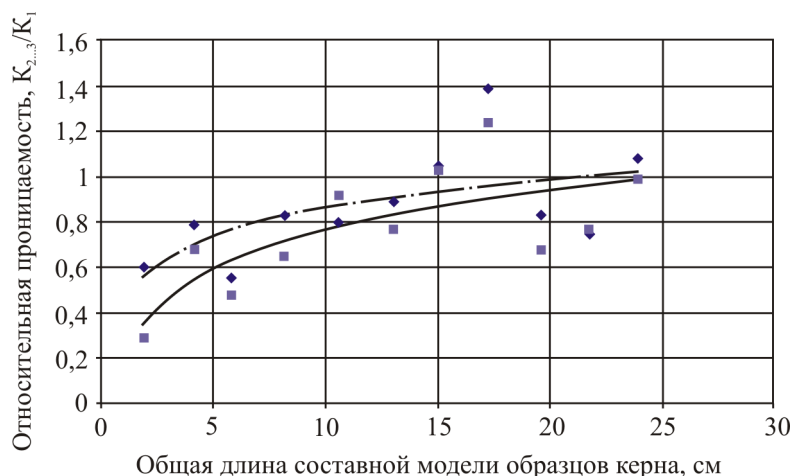


Рис. Изменение проницаемости в зависимости от глубины проникновения фильтра бурового раствора при бурении и при спуско-подъемных операциях бурового инструмента: 1 – закачка бур. р-ра при 17 МПа; 2 – закачка бур. р-ра при СПО $P = 22,5$ МПа

Таблица 3

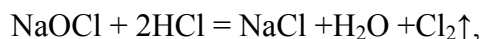
Результаты лабораторных опытов по очистке образцов керн
от глинистого бурового раствора и разглинизации горной породы

№ п/п	№ цилиндра	Рабочее давление при прокачке глинистого бурового раствора, МПа	Проницаемость образца, 10^{-3} мкм ²		$N_1 = K_2/K_1$	Рабочее давление при спуско-подъемных операциях, МПа	Проницаемость образца, 10^{-3} мкм ²		$N_2 = K_3/K_2$	Состав раствора для очистки и увеличения проницаемости ПЗП	Проницае- мость образца, 10^{-3} мкм ²		$N_3 = K_4/K_3$
			До обработки (K ₁)	после обработки (K ₂)			до обработки, (K ₂)	после обработки, (K ₃)			до обработки (K ₃)	после обработки (K ₄)	
1	54270	17	8,9	5,38	0,6	22,5	5,38	2,56	0,48	раствор 5 % хлорной извести с последующей прокачкой 10 % соляной кислоты	2,56	7,37	2,88
2	53963	17	13,85	7,61	0,55	22,5	7,61	6,65	0,87	раствор 10 % бисульфата натрия	6,65	7,12	1,07
3	37936	17	13,91	11,59	0,83	22,5	11,59	9,09	0,78	прокачка буфера 10 % соляной кислоты с последующей про- качкой смеси 10 % соляной и 3 % плавиковой кислот	9,09	19	2,09
4	37937	17	10,7	8,59	0,8	22,5	8,59	9,8	1,14	раствор 1 % гипохлорита на- трия с последующей прокачкой 10 % соляной кислоты	9,8	58,8	6

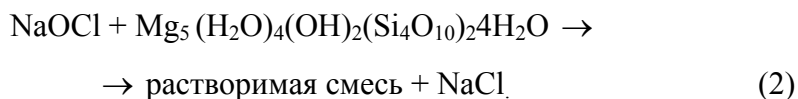
Положительные результаты по очистке породы от фильтрата бурового раствора и увеличение проницаемости породы получены при прокачке 1%-ного раствора гипохлорита натрия с последующей прокачкой 10 % соляной кислоты. Гипохлорит натрия – сильный окислитель, создающий щелочную среду. При закачке соляной кислоты в пластовых условиях происходит смена полярности щелочной среды на кислую.

Цемент алевролитов и песчаников тульских и бобриковских горизонтов Пермского края по составу различный – глинистый, карбонатный и кварцевый. Обычно одновременно наблюдается несколько разновидностей цемента: глинистый и кварцевый, кварцевый и карбонатный, глинистый, кварцевый и другие сочетания. По типу преобладает поровый цемент, часто встречается пленочный, регенерационный, реже контактовый. Карбонатный цемент по составу кальцитовый и сидеритовый, по типу поровый и базальный составляет не более 5 %.

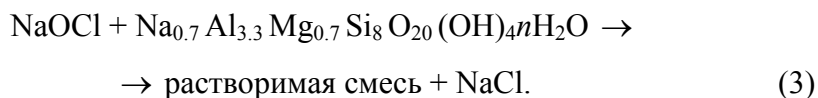
Реакции взаимодействия гипохлорита натрия с соляной кислотой, карбонатным цементом породы будут следующими:



Глинистый буровой раствор состоит из пород каолинита $\text{Al}_4(\text{OH})_8(\text{Si}_4\text{O}_{10})$ и полыгорскита $\text{Mg}_5(\text{H}_2\text{O})_4(\text{OH})_2(\text{Si}_4\text{O}_{10})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$. Реакция с полыгорскитом приведена ниже:



В терригенных отложениях глинистый цемент в основном состоит из монтмориллонита $\text{Na}_{0.7} \text{Al}_{3.3} \text{Mg}_{0.7} \text{Si}_8 \text{O}_{20} (\text{OH})_{4n} \text{H}_2\text{O}$:



В заключение можно сделать следующие выводы:

– при первичном вскрытии низкопродуктивных терригенных отложений проницаемостью до $14 \cdot 10^{-3}$ мкм² на глинистом буровом растворе до глубины более 13 см происходит снижение проницаемости от 14 до 52 %;

- при спускоподъемных операциях бурового инструмента происходит дополнительное снижение проницаемости на 14–52 %;
- обработка продуктивного пласта 1%-ным раствором гипохлорита натрия с последующей прокачкой 10 % соляной кислоты увеличивает проницаемость терригенных образцов керна в 6 раз, а начальную проницаемость в 5,8 раза;
- для удаления продуктов взаимодействия фильтрата буровых растворов, разглинизации низкопроницаемых терригенных коллекторов рекомендуется технология с применением закачки раствора гипохлорита натрия.

Библиографический список

1. Кошелев В.Н. Научные и методические основы разработки и реализации технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях: дис. ... д-ра техн. наук. – Краснодар, 2004. – 403 с.
2. Предеин А.П., Крысин Н.И., Соболева Т.И. Основные направления совершенствования технологии бурения и исследования пологих скважин с горизонтальными участками стволов в пределах Верхнекамского месторождения калийных солей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 6. – С. 6–10.

References

1. Koshelev V.N. The scientific and methodological basis for the development and implementation of advanced technological autopsy of productive layers in different geological and technical conditions: Dr. thesis. – Krasnodar, 2004. – 403 p.
2. Predein A.P., Krysin N.I., Soboleva T.I. Main directions of improving drilling shallow wells technology and investigation of trunks with horizontal sections at Verkhnekamskiy potassium salts field // Construction of oil and gas wells on land and in the sea. – 2005. – №6 – P. 6–10.

Об авторах

Плюснин Геннадий Владимирович (Пермь, Россия) – старший преподаватель кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский просп., 29, e-mail: plusnin.gv@mail.ru).

Мендограло Филип Владимирович (Пермь, Россия) – студент гр. РНГМ-08-1 Пермского национального исследовательского политехнического университета (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29).

About authors

Plusnin Gennady Vladimirovich (Perm, Russia) – Senior lecturer of Perm State National Research Polytechnic University, Institute for development of oil and gas deposits (614990, str. Perm, Komsomolsky avenue, 29, e-mail: plusnin.gv@mail.ru

Mendogralo Philip Vladimirovich (Perm, Russia) – of Perm State National Research Polytechnic Universit (614066, str. Perm, ul. The Soviet Army, 29).

Получено 14.03.2012