

## Изменения свойств нефти и пластовой воды в процессе разработки Усинского месторождения

## Change of Oil and Formation Water Properties In The Course of Usinskoe Oilfield Development

*Л.К. Алтунина, А.Г. Щербакова, Л.И. Сваровская, Институт химии нефти СО РАН*

*L. Altunina, A. Scherbakova, L. Svarovskaya*

Пермокарбоновая залежь высоковязкой нефти Усинского месторождения введена в промышленную эксплуатацию примерно 40 лет назад, и на данный момент добыча нефти ведется из 863 скважин со средним дебитом нефти 6,7 т/сутки. Залежь расположена на глубине 1100–1500 м, содержит нефть с аномально высокой вязкостью в пластовых условиях – 710 мПа·с. Это почти в 200 раз больше, чем вязкость стандартных нефтей [1].

В работе представлены результаты физико-химических и микробиологических анализов добываемой нефти и пластовой воды из скважин на участках опытно-промышленных испытаний потокоотклоняющих и нефтевытесняющих композиций, разработанных в Институте химии нефти СО РАН.

**Цель работы.** Исследовать физико-химические и микробиологические свойства нефти и пластовой воды на участках применяемых композиций для увеличения нефтеотдачи.

**Материалы и методы.** Пробы пластовой воды, сопутствующей нефтям, исследовали на изменение плотности, вязкости, минерализации, pH и окисли-

тельно-восстановительного потенциала (Eh), пробы нефти – на изменение вязкости и плотности. Минерализацию определяли по ГОСТ 2874-73, основанном на гравиметрическом определении растворенных веществ. Плотность воды и нефти определяли по ГОСТ 189995.1-73 «Продукты химически жидкие. Методы определения плотности». Вязкость воды и нефти определяли на вибрационном вискозиметре «Реокинетика». Измерение pH проводили на милливольтметре pH-130, Eh – на милливольтметре pH-673M с использованием хлорсеребряного электрода. В пластовых флюидах численность микрофлоры трех физиологических групп, участвующих в циклах углерода, азота и серы, исследовали методом посева на селективные среды [2].

**Результаты.** Технология увеличения нефтеотдачи с применением композиции МЕТКА® представляет собой термотропную полимерную гелеобразующую систему, предназначенную для перераспределения фильтрационных потоков пластовых флюидов в неоднородных коллекторах. В рамках ОНР на Усинском месторождении композицию закачи-



вали в скважины № 3083 и 4243. После обработки композицией в скважине № 4243 отмечено снижение рН пластовой воды (от нейтрального в слабокислую сторону с последующим возвращением к нейтральному и слабощелочному); изменение Eh от +180 до -20 мВ с последующим увеличением до +150 мВ; повышение минерализации с 8,4 до 23,3 г/дм<sup>3</sup>. После обработки в пробах пластовой воды определен карбамид (компонент композиции) в концентрации 0,02–0,2 г/дм<sup>3</sup>, который может служить питательным субстратом для пластовой микрофлоры.

Микробиологический анализ пластовых флюидов до применения композиции показал присутствие малого количества гетеротрофной микрофлоры – 0,4–0,5 тыс. клеток/см<sup>3</sup>. Несмотря на то что обработка композицией МЕТКА сочеталась с парообработкой, в первый месяц после введения скважин в эксплуатацию численность микрофлоры в них увеличилась до 85–92 тыс. клеток/см<sup>3</sup>, через 4 месяца – до 1600 тыс. клеток/дм<sup>3</sup>. Численность СВБ не превышала 0,45 тыс. клеток/см<sup>3</sup> (невысокая), концентрация сульфат-иона изменялась от 24 до 203 мг/дм<sup>3</sup>. Численность ДНБ составляла 0,025–2,5 тыс. клеток/см<sup>3</sup>, что сопоставимо или значительно выше, чем для аэробной микрофлоры.

Вязкость нефти в обеих указанных скважинах после обработки увеличилась вдвое.

Композиция Загущенная НИНКА предназначена для повышения нефтеотдачи вязких нефтей. В ее состав входят ПАВ, аммиачная буферная система и акваурат. Были проанализированы добывающие скважины № 3004, 2752, 2805, расположенные на участке испытания композиции. Скважины № 2752 и 2805 гидродинамически связаны.

Исходное значение рН пласто-

вой воды на этом участке составляло 7,0–7,4, минерализация 67,6–77,3 г/дм<sup>3</sup>, Eh – от -230 до +70 мВ. После обработки композицией Eh-340 до -300 мВ значительно снизилась минерализация – до 5,3–8,9 г/дм<sup>3</sup>. Снижение минерализации может быть связано с разбавлением пластовой воды конденсированным паром либо с изменением фильтрационных потоков и поступлением менее минерализованной воды. Отмечен рост доли ароматических, гетероорганических и металлоорганических соединений. При этом вязкость нефти снижалась в 2,5–3,5 раза, что может быть обусловлено формированием эмульсии с пониженной вязкостью.

Гетеротрофная микрофлора до обработки композицией определялась в количестве 0,24–0,6 тыс. клеток/см<sup>3</sup>, после обработки ее численность увеличилась до 2,85 тыс. клеток/см<sup>3</sup>. Можно предположить, что микрофлора поступала из соседних непрогретых пропластков и размножалась в присутствии азотистых субстратов как компонентов буферной системы композиции.

Технология повышения нефтеотдачи с применением композиции ГАЛКА НТ проводилась на Усинском месторождении для ограничения водопритока и перераспределения потоков в низкотемпературных залежах высоковязких нефтей в отсутствие паротеплового воздействия. На опытном участке отобраны и проанализированы пробы пластовой воды и нефти из добывающих скважин № 3070, 1242, 1270, 1249, 1251. До обработки композицией значение рН пластовой воды определялось близко к нейтральному 6,8–7,7 ед., минерализация варьировалась в пределах от 15,3 до 82,2 г/дм<sup>3</sup>, Eh – от -240 до +85 мВ. После обработки значение рН воды изменилось незначительно, Eh увеличилось до +105 мВ, минерализация снизилась во



всех скважинах, кроме № 3070.

Вязкость добываемой нефти после обработки изменялась неоднозначно: в пробах воды из двух скважин – № 1249 и 1270 – увеличилась на 15–20%, в № 1242 – не изменилась. Это можно объяснить поступлением более вязкой нефти из нижележащих слоев вследствие перераспределения фильтрационных потоков.

В составе нефти из добывающей скважины № 3070 значительно возросла доля аренов и цикланов, снизилось содержание алканов, а также увеличилась минерализация воды с параллельным ростом концентрации всех исследуемых ионов. Численность гетеротрофов и СББ упа-

ла вдвое. В нефти, добываемой из скважины № 1251, соотношение отдельных классов УВ изменилось незначительно, ионный состав воды, причем концентрации разных ионов менялись разнонаправленно. Численность микрофлоры повысилась незначительно.

Изменения состава и свойств пластовых флюидов свидетельствуют о смене направления гидропотоков в пласте.

Исследования выполнены при финансовой поддержке Соглашения о предоставлении субсидии № 14.607.21.0022 от 05.06.2014, выполняемого в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы». ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. <http://lib.glavteh.ru/materials/publication/promyslovye-ispytaniya-tekhnicheskikh-resheniy-dlya-dobychi-vysokovyazkoy-nefti-na-permokarbonovoy-z/>
2. Методы почвенной микробиологии и биохимии/Под ред. Д.Г. Звягинцева – Москва: Изд-во Московского ун-та, 1991. – 304 с.
3. Алтунина Л.К., Сваровская Л.И., Полищук Ю.М., Токарева О.С. Реабилитация нарушенной природной среды на территории нефтедобывающих предприятий//Нефтехимия. – 2011. – Т. 13. – № 5. – С. 387–391.