УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ

EFFECTIVENESS ANALYSIS OF THE IN-SITU WATER SHUT-OFF TECHNOLOGIES WITH APPLICATION THE POLYMERIC COMPOSITIONS

Кузьмин Егор Владимирович
студент,
Санкт-Петербургский горный университет
egor.kuzmin93@yandex.ru

Раупов Инзир Рамилевич
кандидат технических наук,
ассистент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
inzirrr@yandex.ru

Kuzmin Egor Vladimirovich
Student,
St. Petersburg Mining University
egor.kuzmin93@yandex.ru

Raupov Inzir Ramilevich
Candidate of Technical Sciences,
Assistant to department of development
and operation of oil and gas fields,
St. Petersburg Mining University
inzirrr@yandex.ru

Аннотация. Проведен анализ эффективности применения потокоотклоняющих технологий. Установлены зависимости коэффициента светопоглощения от дебита нефти и обводненности.

Ключевые слова: внутрипластовая водоизоляция, обводненность, терригенный коллектор, неоднородный пласт, оптические исследования.

Annotation. We analyzed effectiveness analysis of the in-situ water shut-off technologies. We established the dependences of coefficient of light absorption and water cut.

Keywords: in-situ water shut-off, water cut, terrigenous reservoir, heterogenetic reservoir, optical researches.

В условиях текущего состояния нефтедобычи в России, когда большинство месторождений вступило в завершающую стадию разработки и характеризуется высокой степенью обводненности продукции, применение потокоотклоняющих технологий становится особенно актуальным. Традиционные технологии заводнения приводят к преждевременному обводнению продуктивных пропластков коллектора с наиболее высокими фильтрационными свойствами. При воздействии нефтевытесняющего агента на коллектор происходит изменение литолого-физических характеристик последнего, что определяет неравномерную степень охвата продуктивного пласта воздействием и приводит к снижению текущего коэффициента нефтеизвлечения (КИН).

Значительная доля трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных в застойных и не охваченных воздействием вытесняющего агента зонах пласта, обуславливает применение потокоотклоняющих технологий с различными полимерными составами. Закачиваемый в нагнетательную скважину объем потокоотлоняющего реагента снижает проницаемость высокопроницаемых пропластков, направляет действие рабочего агента в ранее не дренируемые зоны, тем самым выравнивая профиль приемистости и увеличивая коэффициент охвата.

Объектом исследования данной работы послужили неоднородные терригенные отложения девона Акташской площади Ново-Елховского месторождения.

Авторами был проведен анализ промысловых данных по реагирующим добывающим скважинам № № **34, **79, **45, **43 по применению технологии внутрипластовой водоизоляции с применением низкоконцентрированных полимерных составов (НКПС) и по скважинам № № **66, **67, **54, **33 с применением щелочно-полимерной композиции (ЩПК).

Применение НКПС для условий низкой приемистости нагнетательных скважин приводит к полному или частичному блокированию промытых водой более проницаемых зон коллектора.

Технология ЩПК основана на закачивании в нагнетательные скважины осадкообразующих композиций на основе щелочи, водорастворимых полимеров и минерализованной воды, используемой для заводнения продуктивных пластов.

В качестве показателя технологической эффективности исследуемых составов была рассчитана дополнительная добыча нефти, приходящаяся на одну скважино-обработку. Для расчета были использованы методики характеристик вытеснения (ХВ) Сазонова, Камбарова и Пирвердяна [1].

Длительность анализируемого периода по технологии ЩПК составила 12 месяцев, а по технологии НКПС – 6 месяцев, так как после этого периода на нагнетательную скважину проводилось дополнитель-

ное воздействие, которое также способствовало увеличению дополнительно добытой нефти. По промысловым данным установлено, что за анализируемый период наибольшее количество дополнительно добытой нефти с применением технологии НКПС пришлось на скважину № **34 – 1762,47 т, с применением технологии ЩПК на скважину № **66 – 1469 т. Результаты анализа по всем скважинам приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты определения количества дополнительно добытой нефти за счет применения КПС и ЩПК

№ п/п	Технология (период)	НКПС (6 мес.)				ЩПК (12 мес.)			
1	Нагнетательная скважина №	**12				**18		**08	
2	Реагирующая скважина №	**34	**79	**45	**43	**54	**33	**66	**67
3	Дополнительная добыча, тонн нефти	1762	488	32	62	994	533	1469	41

Удельный эффект по технологии НКПС по обработке нагнетательной скважины № **12 составил – 586 тонн нефти на одну реагирующую скважину, по технологии ЩПК по скважине № **18 – 764 т/скв., по скважине № **08 – 768,5 т/скв.

Также анализ промысловых данных показал, что после применения потокоотклоняющих технологий происходит снижение обводненности. Наибольший эффект по технологии НКПС наблюдался по скважине № **34, где обводненность снизилась на 2,25 %, а по технологии ЩПК по скважине № **54 со снижением на 1,33 %.

Обобщенные результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты определения изменение обводненности до и после проведения внутрипластовой водоизоляции с применением НКПС и ЩПК

№ п/п	Технология	Интервал снижения обводненности, %
1	НКПС	0,2–2,25
2	ЩПК	0,08–1,33

Результаты исследований оптических свойств нефти (коэффициент светопоглощения нефти) сопоставлялись с технологическими показателями работы реагирующих добывающих скважин. По результатам анализа промысловых данных выделены 6 групп реагирующих нефтедобывающих скважин по следующим технологиям внутрипластовой водоизоляции: НКПС, ЩПК, гидрофобные эмульсионные системы (ГЭС-М), композиционные системы на основе гуаровой камеди (Гуар), волокнисто-дисперсные системы (ВДС), полимер-глинистые композиции (ПГК). Рассчитаны средние значения изменения технологических показателей работы скважины: суточной добычи нефти и обводненности, а также коэффициента светопоглощения нефти при длине волны λ = 500 нм.

В данной работе выявлены зависимости изменения коэффициента светопоглощения (Δ*Ксп*) от изменения дебита нефти (Δ*Q*) и изменения обводненности (Δ*B*) добываемой продукции до и после внутрипластовой водоизоляции (рис. 1).

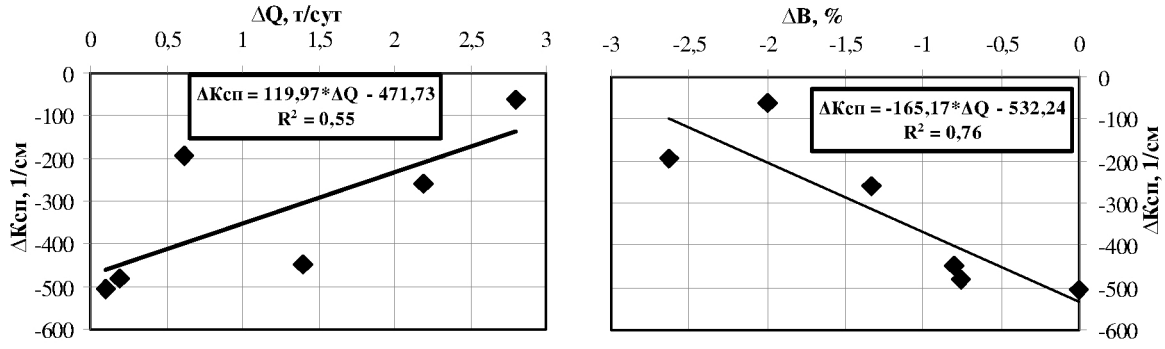

Рисунок 1 – Корреляционные зависимости Δ*Ксп* нефти от изменения дебита нефти (слева), обводненности (справа)

Уравнения зависимостей Δ*Ксп* от Δ*Q* и Δ*Ксп* от Δ*B* соответственно имеют вид линейной регрессии. Как видно из рисунка 1, с большим увеличением дебита нефти происходит минимальное изменение Ксп. Аналогичный характер изменения Ксп и при увеличении изменения обводненности.

На рисунке 2 представлены зависимости *Ксп* нефти от обводненности добываемой продукции. Выборочная совокупность составила 12 нефтедобывающих скважин.

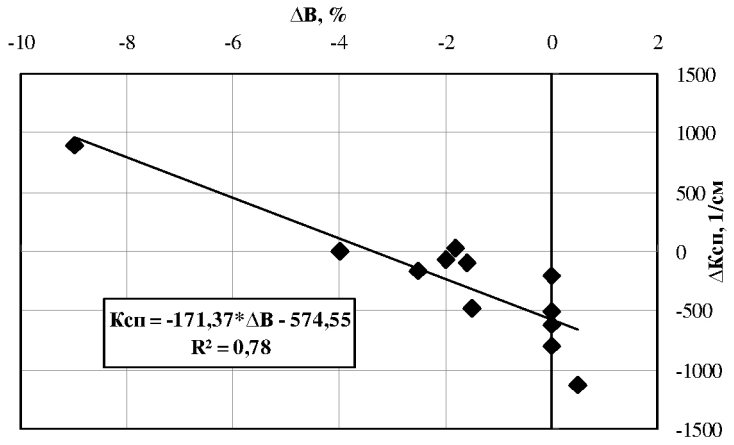

Рисунок 2 – Влияние изменения обводненности продукции на *Ксп* нефти

При этом максимальное уменьшение *Ксп* нефти характеризуется большим уменьшением обводненности. Уравнение выявленной зависимости имеет вид линейной регрессии.

В результате проведенных многочисленных лабораторных исследований оптических свойств нефти и анализа промысловых данных технологии внутрипластовой водоизоляции с применением ЩПК, ПГК и ГЭС-М выделены как наиболее технологически эффективные с наибольшим приростом дебита нефти, уменьшением обводненности и изменением (уменьшением) *Ксп* добываемой нефти [2].

Литература:

1. РД 153-39.0-110-01. Руководящий документ. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2002. – 59 с.

2. Раупов И.Р. Технология внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом: дисс. … канд. техн. наук: 25.00.17 / Раупов Инзир Рамилевич. – СПб., 2016. – 143 с.

References:

1. RD 153-39.0-110-01. Ruling document. Methodical instructions for the geological-field analysis of the development of oil and gas-oil fields. – M., 2002. – 59 p.

2. Raupov I.R. Technology of in-situ water shut off of terrigenous reservoirs using polymeric compositions and optical method for process control: thesis research … of Doctor of Science: 25.00.17 / Raupov Inzir Ramilevich. – SaintPetersburg, 2016. – 143 p.