УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ВЫНГАПУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF APPLICATION AND RECOMMENDATIONS OF FLOW-DEFLECTING TECHNOLOGIES AT VYNGAPUROVSKOYE FIELD

Яковлев Алексей Леонидович
директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Самойлов Александр Сергеевич
инженер,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»,
департамент лабораторных исследований,
отдел нормирования технологических потерь
и отбора пластовых флюидов,
сектор отбора пластовых флюидов
sasamoylov@rn-ntc.ru

Сезар Лину Андре
студент,
Институт нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
LinoCesar23@gmail.com

Джоакуим Моисес Висенте
студент,
Института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет»
vicentemoises26@gmail.com

Yakovlev Alexej Leonidovich
Head of the Design Department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Samoylov Alexander Sergeevich
Engineer,
LLC «Oil Company «Rosneft» – Scientific and Technical Center»
Department of laboratory research
Department of rationing process losses and selection of reservoir fluids
Sector selection of reservoir fluids
sasamoylov@rn-ntc.ru

Cesar Lino
Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
LinoCesar23@gmail.com

Moises Vicente
Student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
vicentemoises26@gmail.com

Аннотация. Одним из основных методов увеличения притока нефти на Вынгапуровском месторождении, как и на многих месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами Западной Сибири, является заводнение и применение ГРП. Вследствие проведения данных операций происходит опережающее обводнение высокопроницаемых пропластков, что является причиной частичного или полного отключения от процесса дренирования низкопроницаемых продуктивных участков залежи. Включение в работу слабодренируемых продуктивных интервалов, а также существенное ограничение фильтрации по высокопроницаемым прослоям может привести к увеличению охвата залежи заводнением и повышению эффективности разработки месторождения в целом. Поэтому использование современных физико-химических методов оптимизации разработки месторождений, а именно потокоотклоняющих технологий, позволяющих регулировать темпы обводнения залежей, становится актуальным.

Ключевые слова: анализ причин обводнённости; обоснование применения потокоотклоняющих технологий; анализ трассирования фильтрационных потоков; выравнивание профиля приёмистости; «щадящие» потокоотклоняющие технологии; технологии физико-химического воздействия; граничные интервалы успешного применения.

Annotation. One of the main methods for increasing the flow of oil at the Vyngapurovskoye field, as well as in many fields with low-permeability reservoirs of Western Siberia, is waterflooding and the application of hydraulic fracturing. As a result of these operations, there is a leading watering of highly permeable interlayers, which is the reason for the partial or complete disconnection from the drainage process of low permeability productive sections of the deposit. Inclusion of weakly drained productive intervals in operation, as well as a significant restriction of filtration in high-permeability interlayers, can lead to an increase in the coverage of the deposit by flooding and increase of the development efficiency of the field as a whole. Therefore, the use of modern physicochemical methods for optimizing the development of deposits, namely flow-diverting technologies that allow to regulate the rate of watering the deposits, becomes urgent.

Keywords: analysis of the causes of watering; justification of the use of flow deflection technologies; analysis of the flow of filtration flows; leveling of the pickup profile; «sparing» flow-deflecting technologies; technologies of physical and chemical impact; boundary intervals of successful application.

В административном отношении Вынгапуровское месторождение расположено своей большей частью на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа и меньшей частью на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области (рис. 1). В непосредственной близости расположен посёлок с одноименным названием Вынгапуровский и в 104 км к западу от месторождения – базовый город Ноябрьск.

Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Характеристика текущего состояния разработки месторождения

1. Вынгапуровское месторождение находится в промышленной эксплуатации с 1982 года. В настоящее время в разработке находятся восемь эксплуатационных объектов – $ПК_{21}$, $ПК^{3}_{22}$, $БВ_2$, $БВ_5$, $БВ_6$, $БВ_8$, $БВ^{1}_{8}$, $ЮВ_1$. Объект $ЮВ_2$ находился в опытно-промышленной разработке с 1993 по 2002 гг., в настоящее время разработка объекта $ЮВ_2$ остановлена.

2. Начальные запасы нефти по месторождению оценены в объёме (по категории $A + B + C_1$):

- геологические – 416,0 млн тонн;
- извлекаемые – 113,1 млн тонн;
- КИН составляет 0,271 доли ед.

Запасы нефти категории C_2 составляют:

- геологические – 137,1 млн тонн;
- извлекаемые – 36,8 млн тонн;
- КИН равен 0,268 доли ед.

3. В настоящее время Вынгапуровское месторождение находится на II стадии разработки – этапе стабилизации добычи нефти. На месторождении реализованы следующие системы разработки:

- объекты $ПК_{21}$, $ПК^{3}_{22}$ эксплуатируются на упруговодонапорном режиме единичными скважинами;
- объект $БВ_2$ является возвратным объектом и эксплуатируется скважинами, переведёнными с пласта $БВ_6$ по неравномерной сетке и внедрением приконтурного и очагового заводнения;
- объект $БВ_5$ является возвратным объектом, разрабатывается скважинами по системе пласта $БВ_6$ с организацией очаговой системы заводнения;
- объект $БВ_6$ разрабатывается по обращённой девятиточечной системе разработки с расстоянием между скважинами 500 × 500 м с организацией внутриконтурного и избирательного заводнения;
- по объекту $БВ_8$ реализованы четыре основные системы разработки: в центре и юге залежи – девятиточечная площадная, на севере – блочная трёхрядная, на юго-западе и юго-востоке – обращённая семиточечная, на северо-западе – очагово-избирательная;
- по объекту $БВ^{1}_{8}$ реализована семиточечная обращённая система разработки с размещением треугольной сетки скважин с плотностью 25 га/скв. (с уплотнением в центральной части залежи до 12,5 га/скв.) и организацией приконтурного заводнения;
- разработка залежей объекта $ЮВ_1$ осуществляется по следующим системам: обращённая семиточечная система на базе треугольной сетки размещения скважин с расстояниями между ними 750 × 750 м – по залежам восточной, западной; на всех залежах объекта $ЮВ_1$ система ППД находится в состоянии формирования.

4. По месторождению в целом с начала разработки извлечено 65,5 млн тонн нефти и 133,6 млн тонн жидкости. Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составил 58,0 %, текущий КИН – 0,157. Обводнённость продукции – 70,4 %. Накопленный ВНФ составляет 1,04, текущий – 2,38.

5. Текущая реализация проектного эксплуатационного фонда составляет 79,5 % – 1967 ед. (проект – 2474 ед.). Эксплуатационный фонд имеет следующую структуру:

добывающий фонд:

- действующий 705 ед. (проект 775 ед.);
- бездействующий 77 ед.;

нагнетательный фонд:

- действующий 263 ед. (проект 288 ед.);
- бездействующий – 112 ед.

По добывающему фонду: $K_{исп} = 0{,}849$, $K_{эксп} = 0{,}957$; по нагнетательному фонду: $K_{исп} = 0{,}706$, $K_{эксп} = 0{,}957$.

6. По действующему фонду Вынгапуровского месторождения при общем количестве скважин 705 максимальное количество скважин 247 (35 %) относится к интервалу обводнённости 60–90 %. По этим скважинам среднесуточный дебит по нефти составляет 9,4 тонн/сут., при средней обводнённости 78,6 %.

7. Показатели разработки месторождения в целом характеризуются нарастающей динамикой, обусловленной освоением новых площадей продуктивных залежей.

8. В целом состояние месторождения в области отборов жидкости оценивается как удовлетворительное. Существующие подобъектные системы разработки в основном эффективны и позволяют наращивать уровни добычи нефти и отборы жидкости, достигнуть утверждённое значение КИН.

Анализ причин обводнённости и обоснование применения потокоотклоняющих технологий

Разработка объекта БВ8 находится на II стадии – этапе стабилизации добычи нефти. Объект эксплуатируется с поддержанием пластового давления. Ввиду низких фильтрационно-емкостных свойств объекта и высокой расчленённости практически все скважины, пробуренные в период 2002–2010 гг., были введены в работу с проведением ГРП после бурения. Обводнённость добываемой продукции по месторождению в целом доходит до 99,6 %. В частности, средняя обводнённость по основному объекту разработки пласту БВ8 уже достигает 70,4 %.

Следовательно, одной из главных задач, обеспечивающих эффективность разработки объекта, является проведение мероприятий, направленных на снижение водонефтяного фактора, т.е. снижение обводнённости добываемой продукции и ограничение отбора попутно добываемой воды. Поэтому актуальным становится использование современных методов оптимизации разработки месторождений, позволяющих регулировать темпы обводнения залежей.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъёмом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объёмов воды.

На основании проведённого анализа трассирования фильтрационных потоков установлено, что на месторождении преобладают фильтрационные потоки с большими скоростями субмеридионального направления. Основные объёмы нагнетаемой воды поступают к добывающим скважинам по каналам фильтрации с проницаемостью 0,020–0,080 мкм^2, а до 15–25 % объёма поступает по высокопроницаемым каналам с проницаемостью более 0,10 мкм^2. Практически не фиксируются процессы вытеснения нефти водой по низкопроницаемым каналам фильтрации с проницаемостью менее 0,010 мкм^2.

Для снижения негативных последствий заводнения продуктивных пластов, вовлечения в разработку низкопроницаемых коллекторов и повышения степени выработки запасов из неоднородных пластов различными компаниями применяются разнообразные технологии, направленные на изменение направления потоков закачиваемой воды, изоляцию водопритока и выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин.

Поэтому первым этапом повышения эффективности работы нагнетательных скважин могут являться методы, имеющие цель изменения направлений фильтрационных потоков в обводняющемся пласте с целью интенсификации добычи нефти путём переключения работы как отдельных, так и рядов нагнетательных скважин (гидродинамический метод). Фильтрация флюида в слоисто-неоднородных пластах достаточно широко описывается в литературе, общими выводами для этого процесса является:

- обводнение залежи происходит крайне неравномерно;
- вода прорывается в добывающие скважины по высокопроницаемым пропласткам, оставляя невытесненной нефть в низкопроницаемых слабодренируемых зонах;
- массовый прорыв воды приводит к высокому обводнению добываемой продукции, что предопределяет отключение таких скважин;

● при слабой гидродинамической взаимосвязи пропластков с различными фильтрационными параметрами борьба с обводнённостью продукции ведётся с помощью физико-химических методов воздействия, основной целью которых является создание гелевых барьеров или осадков в промытых водонасыщенных зонах пласта.

Значимым направлением в области повышения нефтеотдачи пластов является проведение мероприятий по выравниванию профиля приёмистости и снижения давления закачиваемой жидкости ниже давления гидроразрыва пласта. Одна из первоочередных задач, которую решает выравнивание профиля приёмистости (ВПП) – корректировка кинематики потоков нагнетаемого агента путём локализации системы высокопроводящих каналов и техногенных трещин с целью вовлечения в процесс разработки запасов, сосредоточенных в пропластках и зонах, не охваченных выработкой. Этого результата можно достигнуть путём целенаправленного тампонирования физико-химическими составами с последующим поддержанием давления нагнетания на уровне, исключающем образование техногенной трещиноватости. В большинстве случаев происходит перераспределение потоков, т.е. снижение фильтрационных характеристик высокопроницаемых интервалов, а иногда их полная изоляция и, как следствие, подключение в работу ранее недренируемых интервалов пластов.

Данные технологии на практике реализуются путём закачек в нагнетательные скважины малообъёмных оторочек 300–700 $м^3$ различных физико-химических композиций, в основном, на обводняющихся объектах.

Обзор существующих видов потокоотклоняющих технологий

Существует большое количество составов, применяющихся для ограничения водопритоков в высокопроницаемых прослоях неоднородного пласта при добыче нефти. На основе анализа современных источников литературы, рассмотрены наиболее распространенные составы.

В условиях глубокозалегающих высокотемпературных коллекторов трещинного, порового и трещинно-порового типа эффективны неорганические гелеобразующие составы, среди которых наиболее перспективными являются составы на основе жидкого стекла.

Растворимое стекло устойчиво в щелочной среде. В нейтральной среде и в присутствии многовалентных ионов происходит коагуляция кремниевой кислоты с образованием гелеобразующих осадков. В кислой среде жидкое стекло образует золи кремниевой кислоты, которые превращаются в гели при выдержке в покое.

На месторождения со слоисто-неоднородными коллекторами в качестве выравнивающего агента часто применяют мицеллярные растворы с внешней нефтяной фазой. В процессе фильтрации по пористой среде мицеллярные растворы, имеющие вязкость от 50 до 1000 мПа · с, значительно снижают подвижность следующей за ними воды. Для выравнивания профиля приёмистости скважин используют также смеси ПАВ различных классов. Чаще всего их применяют в виде водных дисперсий. Механизм выравнивающего действия их объясняют образованием вязкой микроэмульсии, способствующей перераспределению фильтрационных потоков в пласте.

Известен состав для изоляции водопритоков в нефтяных и газовых скважинах, содержащий раствор полиакриламида в воде с добавкой сшивающих агентов – солей трёхвалентных металлов. Однако применение данных композиций, а также вышеописанных составов на основе силиката натрия, может привести к полному блокированию высоко- и среднепроницаемых интервалов пласта, обладающих, несмотря на свою повышенную водонасыщенность, значительными запасами нефти, что может привести к их безвозвратной потере. В то же время реанимация пропластков, блокированных данными композициями, является достаточно сложным и дорогостоящим процессом. Таким образом, полное отключение от процесса дренирования отдельных прослоев может привести к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти и снижению конечного коэффициента нефтеотдачи.

Наиболее близким аналогом для заявленного состава является гидрофобный полимерный тампонажный состав для нефтяных и газовых скважин, содержащий полимер, растворитель, сшивающий агент и наполнитель. Указанный состав в качестве полимера содержит форполимер-уретановый предполимер типа ФП-65-2, в качестве растворителя – углеводородную жидкость, а в качестве сшивающего агента – воду при следующем соотношении компонентов, вес. ч.: предполимер 100, углеводородная жидкость 50–100, вода 1–3, наполнитель 1–10. Недостатком данного состава являются его гидрофобные свойства, так как при закачке в нефтяную скважину он преимущественно будет поступать в нефтенасыщенные зоны, что приведёт к снижению текущего дебита нефти.

Одним из наиболее актуальных является применение на нагнетательных скважинах «щадящих» потокоотклоняющих технологий, которые позволят временно блокировать и частично ограничить фильтрацию воды в высокопроницаемых промытых интервалах продуктивных пластов. Наиболее распространёнными среди композиций, обладающих данными свойствами, являются эмульсионные составы (ЭС) на углеводородной основе с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2. Технологии с использованием эмульсий были предложены специалистами ВНИИнефти и ЗАО «Химеко-ГАНГ» для месторождений Ноябрьского региона, где идёт их применение с 1994 года и по настоящее время.

Основой выбора того или иного метода воздействия является его соответствие критериям применимости к данному пласту по геолого-физическим особенностям.

Краткое описание основных композиций для ВПП приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень применяемых технологий, компонентный состав и их направленность воздействия на пласт

Технология	Цель воздействия на пласт	Расшифровка названия	Компоненты, входящие в состав
ГОС	выравнивание профиля приёмистости, перераспределение фильтрационных потоков	гелеобразующий состав	полимер, сшиватель, ПАВ, кислота
СКС	увеличение приёмистости, очистка ПЗП	кислотная композиция	смесь соляной, монохлоруксусной, хлоркарбонатовой кислот и модифицирующих добавок
СПС	выравнивание профиля приёмистости, перераспределение фильтрационных потоков	сшитые полимерные системы	полимер, сшиватель, ПАВ, кислота
ВДПС	выравнивание профиля приёмистости, перераспределение фильтрационных потоков	волокнисто-дисперсные полимерные системы	полимер, древесная мука, глинопорошок
ВУС	выравнивание профиля приёмистости, перераспределение фильтрационных потоков	вязкоупругая система	полимер, сшиватель, ПАВ
СПГ	выравнивание профиля приёмистости, перераспределение фильтрационных потоков	силикатно-полимерный гель	силикат натрия, кислота, полимер
ПКР	выравнивание профиля приёмистости, перераспределение фильтрационных потоков	полимерно-коллоидный раствор	последовательная закачка водных растворов полиакриламида (полиэтиленоксида) с бентонитом (глинопорошком) и полиакриламида
ЭС	доотмыв нефти, выравнивание профиля приёмистости	эмульсионная система	Синол-М, хлористый кальций, ШФЛУ (нефть, ДТ)
Комплексные составы на основе ВУС, ЭС, ВДС, ПАВ	увеличение приёмистости, проницаемости, очистка ПЗП + выравнивание профиля приёмистости, перераспределение фильтрационных потоков	ПАВ-кислотное воздействие + сшитые полимерные системы	

Анализ применения и рекомендации потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском месторождении

Всего за анализируемый период на Вынгапуровском месторождении было опробовано около 10 различных технологий физико-химического воздействия. Механизм воздействия заключается в создании фильтрационных барьеров для воды в высокопроницаемых, водонасыщенных или выработанных зонах залежи. В качестве потокоотклоняющих технологий применяются дисперсные, полимердисперсные, эмульсионно-дисперсные композиции, гелеобразующие составы, сшитые полимерные системы, эмульсионные системы, осадкообразующие и комплексные составы. Применяемые технологии – СПС, ВУС, ГОС, ВДЭС, а также комплексные на основе СКС, ЭС, ВДС и ПАВ.

В таблице 2 приведены результаты эффективности обработок по технологиям ВПП по месторождению в целом. Из таблицы 2 видно, что наибольшее количество обработок – 25 или 33,3 % от всего объёма – выполнено технологией ВУС+ВЭДС, далее следуют технологии ВУС и ГОС – по 16 и 17 обработок, соответственно, или по 22 % и СПС+ЭС – 12 обработок или 16 %. Другие технологии (ВУС+ВДС, ЭС+ПАВ, СПС+ВЭДС+ЭС) применялись в количестве 1–2 операций.

В большинстве случаев обработки нагнетательных скважин на залежах Вынгапуровского месторождения положительно сказались на работе окружающих добывающих скважин, позволили снизить (или стабилизировать) обводнённость продукции на различных участках при увеличении (или снижении темпов падения) добычи нефти. В целом от обработок ВПП, выполненных в 2012 году, сокращение добычи попутно добываемой воды составило – 72,1 тыс. тонн или почти 1,0 тыс. тонн на одну скважино-обработку, что говорит об эффективности применения данной технологии. Наибольшую удельную эффективность дали комплексные технологии ВДС+ГОС – с дополнительной добычей нефти 2328 тонн на одну обработку и ВДС+ВУС – 963 тонн на 1 скв./обр.

Наименьшая удельная эффективность получена от технологии ВДПС (ЩПСК) – 163 тонны на 1 скв./обр., на эту технологию приходится наибольший средний расход состава (раствора) – 660 м^3 на 1 обработку.

Таблица 2 – Распределение эффективности обработок по технологиям ВПП

№ п/п	Вид технологии	Дополнительная добыча нефти, тонн	Удельная дополнительная добыча нефти, тонн/опер.	Сокращение добычи попутной воды, тонн
1	ВДПС (ЩПСК)	8625	163	–34797
2	ВДС+ВУС	3850	963	–2321
3	ВДС+ГОС	2328	2328	–50
4	ВУС	10797	568	–11632
5	ВУС+ВЭДС+ПАВ	259	259	–81
6	ВУС+СКС+ПАВ	237	237	0
7	ВЭДС+ВУС	5519	345	–4105
8	ГОС	4880	407	–9771
9	СКС+ПАВ+СПС+ЭС	2971	212	–4068
10	СКС+ПАВ+ЭС	1228	614	–783

Анализ состояния разработки участков до и после применения химических методов показал, что средний прирост дебита нефти на реагирующую добывающую скважину составил 1,31 тонн/сут. (табл. 3).

Таблица 3 – Прирост дебитов после применения физико-химических методов ВПП

Наименование	Вид обработки	Число добывающих скважин	Среднее приращение дебита нефти, тонн/с
Вынгапуровское	ВДС+ВУС	6	1,94
	ВУС	30	0,86
	ВЭДС+ВУС	47	1,23
	ВЭДС+СКС+ПАВ+СПС+ЭС	5	0,77
	ВЭДС+СПС+ЭС	3	1,15
	ГОС	47	1,19
	СКС+ПАВ+СПС+ЭС	44	1,00
	Среднее		1,31

В результате выполненного анализа эффективности физико-химических методов воздействия на пласты путём ВПП за 2006–2010 гг. получено следующее:

- годовая дополнительная добыча нефти по проведенным обработкам по ВПП изменяется от 23,9 до 61,8 тыс. тонн, что составляет 0,8–1,8 % от всей годовой добычи нефти по месторождению. Так как обработки приурочены в основном к объекту $БВ_8$, то эффект от ВПП выражается 1,0–2,2 % от всего объёма добычи нефти по объекту $БВ_8$;
- средний прирост дебитов нефти по окружению – 3,5 тонн/сут., в том числе по объекту $БВ_8$ – 3,5 тонн/сут.;
- средняя успешность обработок за период применения ВПП – 94,8 % ;
- удельная эффективность за 2012 год в целом – 647 тонн/скв.-обр., по объекту $БВ_8$ – 636 тонн/скв.-обр., по объекту $ЮВ_1$ (район скважины № 318ПО) – 1393 тонн/скв.-обр.;
- практически по всем скважинам, по которым выявлено влияние закачки, снижены темпы обводнения в среднем до 4,8 % ;
- продолжительность эффекта составила 133–175 сут.;
- отмечается сокращение попутно добываемой воды (в 2010 году – 72,1 тыс. тонн);
- после обработок наблюдается снижение приёмистости на 7 % с 218 до 204 $м^3$/сут.

Сопоставление геолого-физических характеристик обработанных участков, фильтрационных потоков жидкостей к скважинам, текущей нефтенасыщенности, степени выработки извлекаемых запасов, текущей обводнённости позволило выявить интервалы, в которых технологии успешны. Результаты по определению граничных критериев применения ВПП приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Граничные интервалы успешного применения для различных технологий ВПП

Технология МУН с использованием различных систем	Применимость МУН при					
	степени выработки извлекаемых запасов, %			текущей обводнённости, %		
	20–40	40–80	более 80	до 60	60–80	более 80
ВДС, ВДПС		+	+		+	+
ГОС		+				+
ЭСС, ЭС			+		+	
СПС, CL-System, CD-System	+		+	+	+	
ПКВ; КМЭ, DI-Agent +CL-System	+		+	+	+	
Комплексная технология	+	+	+	+	+	+

Учитывая геолого-физические характеристики пласта БВ8 (тип коллектора, проницаемость, средняя обводнённость, пластовая температура и т.д.) и критерии применимости технологий выравнивания профиля приёмистости, можно сделать вывод, что наиболее перспективными являются технологии групп: ЭС, ВДС, ГОС, ВУС, а также их комбинация.

Основываясь на анализе научной литературы, актуальной «щадящей» потокоотклоняющей технологией для данного объекта разработки является эмульгатор марки ЯЛАН-Э2, отличающийся высокой агрегативной устойчивостью и термостабильностью. Поскольку эмульсии стабильны ограниченное время при высоких пластовых температурах, блокирование пропластков носит временный характер. Поэтому после разрушения структуры ЭС механизм действия на породу-коллектор заключается в снижении фазовой проницаемости по воде в хорошо дренируемых интервалах пласта за счёт гидрофобизации поверхности порового пространства вследствие адсорбции поверхностно-активных компонентов эмульсии. В результате данного воздействия происходит перераспределение фильтрационных потоков в призабойной зоне нагнетательной скважины. Дополнительным положительным эффектом является наличие повышенных нефтеотмывающих свойств у продуктов разрушения ЭС.

Компонентами ЭС, разработанного специалистами, являются:

- пластовая вода;
- стабильный бензин или дизельное топливо;
- хлористый кальций;
- эмульгатор марки ЯЛАН-Э2.

К тому же, эмульсионный состав, приготовленный с использованием эмульгатора марки ЯЛАН-Э2, обладает антикоррозионными и бактерицидными свойствами, а также способностью поглощать сероводород. В связи с этим его применение направлено также на профилактику сероводородной коррозии скважинного оборудования, связанной, как правило, с ростом заражённости продуктивного пласта сульфатвосстанавливающими бактериями на поздней стадии разработки нефтяного месторождения.

Применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ) становится всё более актуальным. Однако нужно правильно оценить эффект не только после проведения, но и до проведения мероприятия. То есть нужен прогноз, дизайн применения потокоотклоняющих технологий. Привлечение современных технологий геологического и гидродинамического моделирования может существенно повысить эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов. Важно также определить как технологический эффект от ГТМ, так и экономический. Обзор публикаций показывает, что привлечение современных технологий геологического и гидродинамического моделирования позволяет достичь увеличения коэффициента успешности применения физико-химических методов до 90 %.

Литература:

1. Дополнение к технологической схеме разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения. – М. – Ноябрьск : ОАО «Газпром нефть» – ГеоНАЦ, 2011.
2. Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработки Вынгапуровского месторождения. – М. – Ноябрьск : ООО «Газпромнефть – НТЦ», 2013.
3. Билинчук А.В. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты // Бурение и нефть. – 2007. – № 1. – С. 30–33.
4. Балакин В.В., Власов С.А., Каган Я.М. Технология повышения нефтеотдачи пластов, снижения обводнённости и интенсификации добычи с использованием биополимеров и композиций на их основе // Сборник трудов «Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений». Всероссийское совещание по разработке нефтяных месторождений. – Альметьевск, 2005.
5. Сарданашвили О.Н. Исследование эффективности применения потокоотклоняющей технологии для разработки слоисто-неоднородных пластов // Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием «Фундаментальные проблемы разработки месторождений нефти и газа» (5–18 ноября 2011 года). – М. : ИПНГ РАН.
6. Рогачёв М.К., Мардашов Д.В., Мавлиев А.Р., Стрижнев К.В. Разработка эмульсионных составов для регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны нагнетательных скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. – № 3. – С. 180-190. – URL : http://ogbus.ru/authors/Rogachev/Rogachev_2.pdf
7. Кондаков А.П., Гусев С.В., Сурнова Т.М., Байрамов В.Р. Результаты применения технологий ограничения водопритока в добывающие скважины в условиях низкопроницаемых коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 10. – С. 100–101.
8. Кнышенко А.Г. Оптимизация разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» с применением физико-химических потокоотклоняющих технологий // Международный технологический симпозиум «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи». – М., 2007. – С. 246–253.
9. Патент 2401858 Российская Федерация, МПК C 09 K 8/504. Состав для изоляции водопритоков в нефтяных и газовых скважинах / Кушанский Д.А.; Учреждение Российской академии наук Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН) (RU) – № 2009121130/03; заявл. 03.06.2009; опубл. 20.10.2010.
10. Сазонов Е.О. Гидродинамическое моделирование процессов фильтрации пластовых флюидов при реализации потокоотклоняющих технологий // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013. – № 3. – С. 97-108. – URL : http://ogbus.ru/authors/SazonovEO/SazonovEO_1.pdf

11. Сазонов Е.О. Экспресс-метод оценки увеличения нефтеотдачи от применения потокоотклоняющих технологий, полученный на основе результатов гидродинамического моделирования // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – № 4. – С. 166-183. – URL : http://ogbus.ru/authors/SazonovEO/SazonovEO_2.pdf

12. Кондрашев А.О., Рогачёв М.К., Кондрашева Н.К., Нелькенбаум С.Я. Фильтрационные и микрореологические исследования водоизоляционных полимерных составов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 6. – С. 273–284. – URL : http://ogbus.ru/authors/KondrashevAO/KondrashevAO_1.pdf

13. Акчурин Х.И., Насрыев А.М., Ленченков Н.С., Ленченкова Л.Е. Экспериментальные исследования технологии блокирования промытых зон пласта на основе применения гелеобразующих композиций «КАС» // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 5. – С. 71–90. – URL : http://ogbus.ru/issues/5_2014/ogbus_5_2014_p71-90_AkchurinHI_ru.pdf

14. Котенёв А.Ю., Блинов С.А. Разработка и исследование новых гелеобразующих составов и эмульсионных систем для регулирования проницаемости неоднородного пласта и снижения обводнённости добываемой нефти // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1 (83). – С. 43–50.

15. Султанов Ш.Х., Котенёв А.Ю., Варламов Д.И. Залежи нефти в неоднородных коллекторах – комплексный подход к обоснованию систем и технологий воздействия // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 350–376. – URL : http://ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu_3.pdf

16. Нигматуллин Э.Н., Акчурин Х.И., Ленченкова Л.Е. Обоснование механизма гелеобразования в растворах полисиликатов натрия при действии кислот // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 3. – С. 375–383. – URL : http://ogbus.ru/authors/NigmatullinEN/NigmatullinEN_1.pdf

17. Вынгапуровское месторождение [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bd79a4d43b88521206c37_0.html

18. Савенок О.В. Разработка и совершенствование специальных тампонажных составов для предупреждения и ликвидации осложнений при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин : Дисс. … канд. техн. наук. – Краснодар : ОАО «НПО «Бурение», 2002. – 198 с.

19. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2011. – 603 с.

20. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин: методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.

References:

1. Addition to the technological scheme of development of the Vyngapurovsky oil-gas condensate field. – M. – Noyabrsk : JSC Gazprom Neft – GEONATIONAL, 2011.

2. Architectural supervision of realization of addition to the technological scheme of development of the Vyngapurovsky field. – M. – Noyabrsk : LLC Gazpromneft – STC, 2013.

3. Bilinchuk A.V. Increase in efficiency of development of hardly removable reserves of oil technologies of chemical and hydrodynamic impact on layers // Drilling and oil. – 2007. – № 1. – P. 30–33.

4. Balakin V.V., Vlasov S.A., Kagan Ya.M. Tekhnologiya of increase in oil recovery of layers, decrease in water content and an intensification of production with use of biopolymers and compositions on their basis // Collection of the works «Control and Regulation of Development, Methods of Increase in Oil Recovery of Layers – a Basis of Rational Development of Oil Fields». All-Russian meeting on development of oil fields. – Almetyevsk, 2005.

5. Sardanashvili O.N. A research of efficiency of use of potokootklonyayushchy technology for development of layered and non-uniform layers // Materials of the All-Russian scientific conference with the international participation «Fundamental problems of development of oil and gas fields» (on November 5–18, 2011). – M. : IPNG RAS.

6. Rogachyov M.K., Mardashov D.V., Mavliyev A.R., Strizhnev K.V. Development of emulsion structures for regulation of filtrational characteristics of a bottomhole zone of delivery wells // the Online scientific magazine «Neftegazovoye Delo», 2011. – № 3. – P. 180–190. – URL : http://ogbus.ru/authors/Rogachev/Rogachev_2.pdf

7. Kontakions A.P., Gusev S.V., Surnova T.M., Bayramov V.R. Results of use of technologies of restriction of water inflow to production wells in the conditions of low-permeability collectors//the Monthly scientific and technical and production magazine «Oil Economy». – M. : CJSC Neftyanoye hozyay-stvo Publishing House, 2014. – № 10. – C. 100–101.

8. Knyshenko A.G. Optimization of development of fields of JSC Gazprom Neft with application physical and chemical the potokootklonyayushchikh of technologies//the International technological symposium «New resource-saving technologies of subsurface use and increase in oil recovery». – M., 2007. – P. 246–253.

9. Patent 2401858 Russian Federation, MPK S 09 K 8/504. Structure for isolation of water inflows in oil and gas wells / Kushansky D.A.; Establishment of the Russian Academy of Sciences Institute of problems of oil and gas of RAS (IPNG RAS) (RU) – № 2009121130/03; 6/3/2009; pub. 10/20/2010.

10. Sazonov E.O. Hydrodynamic modeling of processes of a filtration of formation fluids at realization the potokootklonyayushchikh of technologies // Online scientific magazine «Neftegazovoye Delo», 2013. – № 3. – P. 97–108. – URL : http://ogbus.ru/authors/SazonovEO/SazonovEO_1.pdf

11. Sazonov E.O. An express method of an assessment of increase in oil recovery from application the potokootklonyayushchikh of technologies received on the basis of results of hydrodynamic modeling // Online scientific magazine «Neftegazovoye Delo». – 2013. – № 4. – P. 166–183. – URL : http://ogbus.ru/authors/SazonovEO/ SazonovEO_2.pdf

12. Kondrashev A.O., Rogachyov M.K., Kondrasheva N.K., Nelkenbaum S.Ya. Filtrational and mikroreologichesky researches of water insulating polymeric structures // Online scientific magazine «Neftegazovoye Delo». – 2012. – № 6. – P. 273–284. – URL : http://ogbus.ru/authors/KondrashevAO/KondrashevAO_1.pdf

13. Akchurin H.I., Nasryev A.M., Lenchenkov N.S., Lenchenkova L.E. Pilot studies of technology of blocking of the washed-out layer zones on the basis of application of gel-forming compositions of «KAS» // Online scientific magazine

«Neftegazovoye Delo». – 2014. – № 5. – P. 71–90. – URL : http://ogbus.ru/issues/5_2014/ ogbus_5_2014_p71-90_AkchurinHI_ru.pdf

14. Kotenyov A.Yu., Blinov S.A. Development and a research of new gel-forming structures and emulsion systems for regulation of permeability of non-uniform layer and decrease in water content of the extracted oil // Problems of collecting, preparation and transport of oil and oil products. – 2011. – № 1 (83). – P. 43–50.

15. Sultans Sh.H., Kotenyov A.Yu., Varlamov D.I. Oil deposits in non-uniform collectors – an integrated approach to justification of systems and technologies of influence // Online scientific magazine «Neftegazovoye Delo». – 2012. – № 5. – P. 350–376. – URL : http://ogbus.ru/authors/KotenevAYu/KotenevAYu_3.pdf

16. Nigmatullin E.N., Akchurin H.I., Lenchenkova L.E. Justification of the mechanism of jellification in solutions of polysilicates of sodium at effect of acids // Online scientific magazine «Neftegazovoye Delo». – 2012. – № 3. – P. 375–383. – URL : http://ogbus.ru/authors/NigmatullinEN/NigmatullinEN_1.pdf

17. Vyngapurovsky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bd79a4d43b88521206c37_0.html

18. Savenok O.V. Development and improvement of special grouting structures for the prevention and elimination of complications during the drilling and operation of oil and gas wells: The thesis for a degree of Candidate of Technical Sciences. – Krasnodar : JSC NPO Bureniye, 2002. – 198 p.

19. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

20. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells: methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 68 p.