

УДК 622.276.6

**ПРИМЕНЕНИЕ РЕАГЕНТА СНПХ-9633
ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ПЛАСТОВ
СЕРАФИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**APPLICATION OF REAGENT SNPCH-9633
FOR TREATMENT OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONES
OF THE SERAFIMOVSKOE FIELD**

Оливейра Жерсон Гонсалу

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
gersongoncalo92@gmail.com

Очередько Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Яковлев Алексей Леонидович

Директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Самойлов Александр Сергеевич

Департамент лабораторных исследований,
Отдел нормирования технологических потерь
и отбора пластовых флюидов,
Сектор отбора пластовых флюидов,
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
sasamoylov@rn-ntc.ru

Аннотация. На Серафимовском месторождении накоплен значительный опыт использования передовых методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов (нефтекислотная, гипанокислотная обработки, термоимплозия и другие). При этом наряду с широким применением традиционных гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов значительный интерес представляют современные физико-химические методы извлечения оставшейся после заводнения нефти. Одним из таких методов является обработка призабойной зоны пласта реагентом СНПХ-9633, который позволяет снизить объёмы попутно добываемой воды и повысить коэффициент нефтеотдачи пластов, что является важнейшей задачей на современном этапе разработки месторождения.

Ключевые слова: классификация методов увеличения нефтеотдачи; силикатно-щелочное воздействие; стабилизированные латексы; гидрофобизатор КСТ; гипанокислотная обработка; реагент СНПХ-9633; анализ эффективности применения реагента СНПХ-9633.

Gerson Gonsalo Oliveira

Student,
Kuban state technological university
gersongoncalo92@gmail.com

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of chemical sciences,
Assistant professor of
the pulp oil and gas deal of the name
of the professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Yakovlev Alexej Leonidovich

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

Samoylov Alexander Sergeevich

Department of laboratory research,
Department of rationing process
losses and selection of reservoir fluids,
Sector selection
of reservoir fluids engineer,
Limited liability company
«Oil Company «Rosneft» Research
and Technical Centre»
sasamoylov@rn-ntc.ru

Annotation. Serafimovskoye field has accumulated considerable experience in the use of advanced methods of intensification of oil production and enhanced oil recovery (oil-acid, hypan-acid treatment, thermo-implosion and others). In addition to the widespread use of traditional hydrodynamic methods of increasing oil recovery, modern physical and chemical methods for recovering oil left after waterflood are of considerable interest. One of these methods is the treatment of the bottomhole formation zone with reagent SNPCh-9633, which allows to reduce the volume of water produced and to increase the oil recovery factor, which is the most important task at the present stage of field development.

Keywords: classification of methods for increasing oil recovery; silicate-alkaline effect; stabilized latexes; hydrophobic agent KST; hypan-acid treatment; reagent SNPCh-9633; analysis of the effectiveness of the reagent SNPCh-9633.

Общие сведения о районе работ

Серафимовское месторождение, являющееся одним из крупных нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной области, расположено в западной части Башкирии, на территории Туймазинского района (рис. 1). В его строении участвуют рифейские, вендские, девонские, каменноугольные, пермские и четвертичные отложения. Месторождение приурочено к Леонидовской, Серафимовской, Константиновской и Балтаевской структурам, осложняющим Серафимовско-Балтаевский вал. Этот вал расположен в юго-восточной части Татарского свода, имеет субширотное простираание, хорошо прослеживается по всем горизонтам палеозоя.

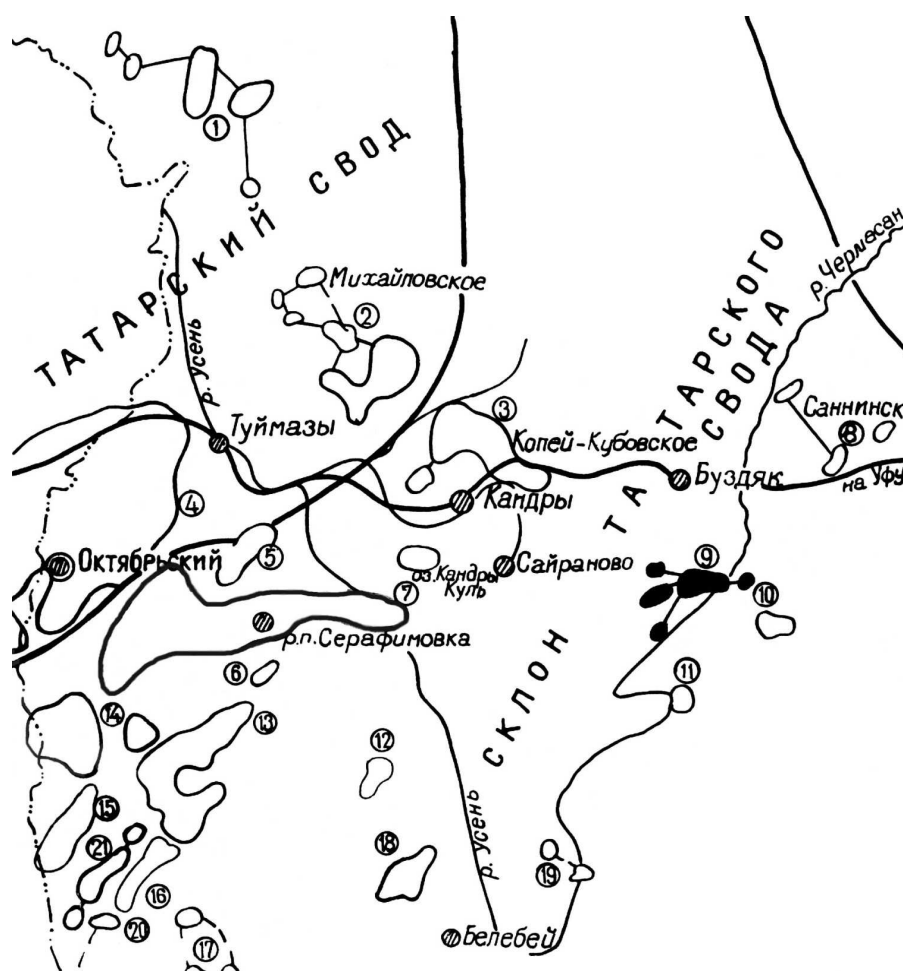


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ:

- 1 – Мустафинское; 2 – Михайловское; 3 – Копей-Кубовское; 4 – Туймазинское; 5 – Субханкуловское;
 6 – Серафимовское; 7 – Балтаевское; 8. Саннинское; 9 – Ташлы-Кульское; 10 – Петропавловское;
 11 – Солонцовское; 12 – Кальшалинское; 13 – Троицкое; 14 – Стахановское; 15 – Абдулловское;
 16 – Суллинское; 17 – Ермакеевское; 18 – Илькинское; 19 – Усень-Ивановское; 20 – Рятамакское;
 21 – Березовское

Серафимовское месторождение было открыто и введено в разработку в 1949 году. Его начальные геологические запасы составляют 147211 тыс. тонн, что около 48 % запасов месторождений, разрабатываемых НГДУ «Октябрьскнефть». Всего на Серафимовском месторождении выявлено 123 залежи нефти с запасами категорий А, В и С. Основные начальные запасы приурочены к пашийскому горизонту ДI (более 59 % геологических запасов) и муллинскому горизонту пласта ДII (15 %).

Классификация МУН, особенности технологии и анализ их применения в НГДУ «Октябрьскнефть»

Месторождения НГДУ «Октябрьскнефть» вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительными объёмами отбора и закачки воды. Интенсивная выработка запасов нефти неоднородных по коллекторским свойствам продуктивных

горизонтов, указанных месторождений, разрабатываемых с применением системы заводнения, привели к опережающему отбору нефти из высокопродуктивных коллекторов и, как следствие, к ухудшению структуры запасов нефти в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых.

Площадное воздействие на пласт осадкогелеобразующими реагентами

Результаты внедрения технологического процесса силикатно-щелочного воздействия (СЩВ) в течение 10 лет указывают на его удовлетворительную технико-экономическую эффективность. Однако масштабы внедрения этого процесса, количество полученной нефти и прирост нефтеотдачи являются сравнительно небольшими: они ниже потребностей, а также потенциальных возможностей внедрения и не оказывают существенного влияния на уровень добычи нефти по месторождениям в целом. Основными недостатками разработанной технологии являются:

- наличие риска захоронения запасов нефти, остающихся в пласте, из-за сильного снижения проницаемости и закупорки водопроводящих каналов пласта;
- наличие риска резкого снижения приёмистости нагнетательных скважин при случайных нарушениях технологии (например, при порывах водоводов).

Существенным недостатком разработанного метода является также то, что технологией предусматривается одинаковая степень снижения проницаемости любой зоны пласта, а она должна быть различной.

Технология воздействия на пласт стабилизированными латексами (СТЛ)

Данная технология предназначена для снижения обводнённости и повышения нефтеотдачи нефтяных месторождений с неоднородными пластами на средней и поздней стадиях разработки путём закачки в нагнетательные скважины растворов латексов. Закачка может производиться по разовой технологии (обработка одной нагнетательной скважины) и что особенно важно с КНС (обработка группы нагнетательных скважин). В технологиях разовой закачки используется среднеконцентрированные растворы латексов, а при закачке с КНС – низкоконцентрированные объёмные оторочки растворов. В зависимости от геолого-физических условий месторождения подбирается оптимальная концентрация латекса в закачиваемых растворах. Для приготовления растворов латексов используется сточная минерализованная вода нефтяных месторождений при существующей системе заводнения.

Область применения – обводнённые месторождения с неоднородными терригенными и карбонатными коллекторами. Коллоидные размеры частиц латекса позволяют глубоко проникать в нефтяные коллектора, регулируя проницаемость водопроницаемых зон пласта, и способствуют выравниванию фронта нефтевытеснения, повышению охвата пласта заводнением и нефтеотдачи.

Воздействие на призабойную зону пласта гидрофобизатором КСТ

Технология по обработке гидрофобизатором КСТ призабойной зоны пласта предназначена для применения как:

- метод интенсификации процесса разработки;
- метод повышения нефтеотдачи пласта;
- метод увеличения приёмистости нагнетательных скважин.

Возможность применения КСТ на всех стадиях разработки нефтяных месторождений.

Обработка добывающих скважин с целью уменьшения водопитока и увеличения дебита по углеводородной составляющей (нефть, газ).

Обработка нагнетательных скважин с целью увеличения приёмистости. Обработка добывающих и нагнетательных скважин с целью:

- перераспределения фильтрационных потоков;
- увеличения охвата пластов заводнением;
- повышения степени выработки пластов;
- увеличения нефтеотдачи нефтенасыщенного коллектора.

Физико-химические свойства вещества КСТ – представляет собой мелкодисперсионный порошок-наполнитель на основе кремния частицами микронного и субмикронного размера. Обеспечивает селективную изоляцию – значительно повышает проницаемость пластов для нефти и газа, уменьшает для воды. Поверхность, обработанная веществом КСТ, приобретает абсолютно гидрофобные свойства: легко проникает в любую пористую поверхность, хорошо закрепляется на пористой поверхности как терригенных, так и карбонатных коллекторов.

Гипано-кислотная обработка карбонатных трещиновато-пористых коллекторов с высокой обводнёностью

Гипано-кислотная обработка предназначена для повышения эффективности обработки скважин с целью изоляции вод и повышения нефтеотдачи пластов.

Объектом воздействия являются скважины, эксплуатирующие карбонатные коллектора с обводнёностью от 45 до 100 % и отвечающие следующим условиям:

- наличие запасов нефти в пласте в зоне действия добывающей скважины;
- пластовое давление не должно превышать гидростатическое;
- кавернозность, пористость, трещиноватость должны находиться в пределах, обеспечивающих давление нагнетания жидкости 6–12 МПа, при интенсивной закачке 100–600 л/мин.

Технология заключается в строго последовательной и отдельной закачке реагентов:

- коагулятора, предварительное насыщение которым высоко проницаемых пластов обеспечивает более качественное гелеобразование;
- полимера, закачка которого обеспечивает сшивание в призабойной зоне отдельных, рассечённых трещинами блоков и массив и создаёт условия для проведения солянокислотной обработки под давлением;
- соляной кислоты, закачка которой способствует упрочению изолирующей смеси и создания новых каналов притока нефти.

Технология осуществляется в тёплое время года (май – октябрь) в связи с высокой вязкостью полимера (при минус 5–10 °С теряет текучесть).

Технология повышения нефтеотдачи с применением композиции БиоПАВ + жидкое стекло + нефть

Технология избирательной изоляции высокопроницаемых зон пласта с использованием новых для нефтяной промышленности продуктов биосинтеза (БиоПАВ, биополимеры) открывает новые возможности повышения нефтеотдачи на неоднородных высокотемпературных месторождениях, где другие технологии оказываются неэффективными.

Применение технологий на основе продуктов биосинтеза наиболее эффективно для нефтяных пластов, находящихся на поздней стадии разработки, где необходимы выравнивание профилей приёмистости нагнетательных скважин, изоляция водопроводных зон, ограничение водопритока с последующей интенсификацией добычи нефти из недренируемых зон пласта. Наиболее перспективным является создание композиции, синтезирующей гелеобразующие системы непосредственно в пласте по истечении определённого времени после смещения.

Использование биологических ПАВ для увеличения нефтеотдачи является новым направлением в научных исследованиях и технологических разработках. Практическое значение БиоПАВ микробного происхождения обусловлено их способностью в небольших концентрациях существенно снижать поверхностное и межфазное натяжение водных растворов, низкими значениями критических концентраций мицеллообразования эмульгировать и демульгировать нефтепродукты, снижать вязкость и изменять реологию тяжёлых нефтей.

В технологиях повышения нефтеотдачи пластов с применением БиоПАВ используются как нефтеотмывающие, так и эмульгирующие свойства.

Однако в условиях высокой обводнённости продукции месторождений на поздней стадии разработки эффективность применения водных растворов БиоПАВ снижается.

Основным преимуществом биореагента является его биodeградебельность или способность к полному разложению при естественных пластовых условиях, т.е. технологии с применением БиоПАВ экологически безопасны.

Жидкое стекло используется с массовой долей двуокси кремния 24,6–31,6 % и плотностью 1360–1500 кг/м³. Двуокись кремния хорошо растворяется как в пресной, так и водном растворе БиоПАВ. Инициатором гелеобразования являются катионы щелочноземельных металлов в пластовой воде.

Проектирование применения обработки призабойной зоны пласта реагентом СНПХ-9633 Серафимовского месторождения

Проблемы повышения нефтеотдачи пластов в условиях естественного снижения извлекаемых запасов нефти на длительно разрабатываемых месторождениях стало крайне актуальной. Изменение во времени продуктивности скважин – одна из причин нарушения режимов отбора, что приводит к неравномерному обводнению и образованию целиков нефти, резкому ухудшению технико-экономических показателей эксплуатации месторождения. Заданная характеристика призабойной зоны пласта плохо обеспечивается при своевременном воздействии на породу для изменения её параметров.

Всё это обуславливается необходимостью широкого использования на низкоэффективных сильно обводнённых залежах разнообразных методов обработки призабойной зоны и методов увеличения нефтеотдачи.

На Серафимовском месторождении проводится достаточно много методов по повышению нефтеотдачи. Данное месторождение находится на заключительной стадии разработки, 112 скважин имеют обводнённость более 87 %, поэтому самыми актуальными методами нефтеизвлечения считаются физико-химические и гидродинамические, связанные с уменьшением водопритока подошвенных вод и улучшением фильтрации нефти в призабойной зоне пласта за счёт действия гидрофобизаторов и растворителей.

Сделанный выше анализ позволяет выделить реагент СНПХ-9633 как один из самых эффективных методов воздействия на призабойную зону пласта на данном объекте.

Анализ эффективности применения СНПХ-9633 на Серафимовского месторождении

За пять лет с 2012 по 2016 гг. было произведено 16 обработок, дополнительная добыча составила 27554 тонн нефти с эффективностью на одно мероприятие 1,94 тыс. тонн на скважину, при средней эффективности по всем проводимым мероприятиям Серафимовского месторождения 1,01 тыс. тонн на скважину. Коллекторские свойства продуктивных пластов – песчаников девона, песчаников нижнего карбона и известняков турнеевского ярусов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Коллекторские свойства продуктивных пластов

| Коллекторские свойства | Пласт | | | |
|---------------------------------|---------------------------|---------------------------------|------------------------------|---------------------------|
| | Д ₁ (девон) | С _{12160б} (бобрик) | С ₁₋₁ (турней) | Д ₄ (девон) |
| Пористость, % | 19 | 16 | 11 | 16,2 |
| Проницаемость, мкм ² | 0,223–0,344 | 0,271–0,442 | 0,050 | 0,238–0,502 |
| Нефтенасыщенность, % | 82–90 | 84 | 81 | 77–93 |

Наибольшая успешность по обработкам получена на девонском песчанике (Д₁ и Д₄): по скважинам №№ 573, 190, 218 и 96 обводнённость снизилась с 97,2–100 % до 90,1–95,9 %, дебит по нефти увеличился с 0,6–4,0 тонн/сут до 2,6–11,4 тонн/сут. В первую очередь, это обусловлено хорошими гидродинамическими свойствами пласта и достаточно глубоким проникновением реагента в ПЗП. На общем фоне обработки не плохие результаты также получены по песчаникам нижнего карбона С_{12160б} скважины № 5: снижение обводнённости с 97,2 до 95,0 %, увеличение дебита с 3,3 до 6,8 тонн/сут. Заметное снижение эффективности по скважине № 1386 пласта С₁₋₁ карбоната турнейского яруса кизеловского горизонта обусловлено структурой пласта, его низкой проницаемостью, низкой пористостью и значительной трещиноватостью: снижение обводнённости с 77,7 % до 70,0 %, увеличение дебита нефти с 1,3 до 2,1 тонн/сут. и уменьшением зоны охвата действия реагента в пласте.

В целом успешность обработки реагентом СНПХ-9633 составила около 80 %. Из анализа, сделанного выше, следуют выводы:

1) наибольшего успеха данная обработка достигла по песчаникам девона и нижнего карбона;

2) при обработках коллекторов предпочтительны скважины с порово-трещиноватой структурой породы и давлением закачки не ниже $P_{зак} = 3-4$ МПа.

По результатам всех обработок получена величина удельной технологической эффективности 171 тонна дополнительной нефти на 1 тонну закачанного в пласт раствора. Коэффициент нефтеотдачи достигнет 0,272 или увеличится на 6,2 %. На основе анализа эффективности обработок пласта в НГДУ «Октябрьскнефть» дополнительная добыча составит 107 тыс. тонн. Показатели работы участка по закачке СНПХ-9633 на Серафимовском месторождении представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели работы участка по закачке СНПХ-9633 на Серафимовском месторождении

| Показатели | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| Количество реагента СНПХ-9633, тонн | 53,21 | 51,08 | 37,24 | 42,77 | 34,59 |
| Количество скважин с закачкой СНПХ-9633, ед. | 5 | 4 | 2 | 3 | 2 |
| Всего скважин с СНПХ-9633, ед. | 9 | 8 | 6 | 7 | 5 |
| Добыча нефти за год, тыс. тонн | 174,7 | 150,8 | 162,7 | 185,8 | 182,3 |
| с начала разработки, тыс. тонн | 4641,6 | 4792,5 | 4955,1 | 5141,0 | 5202,9 |
| Добыча жидкости с начала разработки, тыс. м ³ | 2397,1 | 2464,4 | 2534,2 | 2598,5 | 2636,0 |
| Обводнённость текущая, % | 73,0 | 73,4 | 82,3 | 84,0 | 85,1 |
| Закачка воды, тыс. м ³ | 153,4 | 153,8 | 154,4 | 97,7 | 101,3 |
| с начала разработки, тыс. м ³ | 6337,0 | 6490,8 | 6645,1 | 6742,8 | 6805,9 |
| Средняя суточная приёмистость нагнетательной скважины, м ³ /сут. | 108 | 117 | 114 | 129 | 132 |
| Баланс закачки к отбору жидкости, % | 87,8 | 102 | 94,9 | 52,6 | 55,5 |
| с начала разработки, % | 136,5 | 135,4 | 134,1 | 131,1 | 130,8 |
| Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн | 23,5 | 48,8 | 40,9 | 56,1 | 65,5 |
| Накопленная добыча нефти, тыс. тонн | 35,0 | 69,1 | 58,3 | 95,2 | 121,6 |
| Удельная технологическая эффективность, тонн/тонн | 165 | 171 | 166 | 192 | 214 |

Положительные результаты обработки объясняются в основном хорошими гидродинамическими свойствами пласта и глубоким проникновением реагента. Дополнительная добыча нефти при средней продолжительности эффекта 95 сут. составляет 620 тонн на одну обработку.

В результате обработок дополнительная закачка воды в скважину составила от 3,7 до 285,5 тыс. м³, или в среднем 81,7 тыс. м³ на одну обработку.

Продолжительность эффекта от обработок призабойной зоны пласта данным методом превысила 150 сут., а количество дополнительно закачанной воды – 39 тыс. м³.

Таким образом, обработки терригенных и карбонатных пластов с невысокими пластовыми температурами и давлениями дают положительный эффект. За счёт обработок призабойной зоны пласта дополнительная добыча нефти составляет около 17,7 тыс. тонн. Успешность обработок в среднем составляет 76,3 %.

Выбор объектов для применения реагента СНПХ-9633

В скважинах, где продуктивные пласты представлены карбонатными или терригенными коллекторами.

Наличие значительных остаточных запасов нефти.

Высокая обводнённость извлекаемой продукции (свыше 90 %, желательно более 95 %).

Источник обводнения скважины – вода из интервала перфорации или заколонные перетоки.

Наличие приёмистости скважины перед закачкой реагента СНПХ-9633.

Отсутствие непосредственно перед обработкой реагентом СНПХ-9633 закачки высоковязких систем (гипан, пиранонефтесернокислотная смесь и др.).

По возможности минимальная депрессия на пласт в ходе эксплуатации (желательно не выше 1 МПа, особенно после обработки).

Устьевая арматура и эксплуатационная колонна скважин должны быть герметичными.

Эксплуатационная колонна должна быть опрессована при давлении, превышающем рабочее давление.

Цементный камень за эксплуатационной колонной должен быть поднят выше «башмака» кондуктора.

Пресные воды за кондуктором должны быть надёжно разобщены цементным камнем от нижележащих минерализованных.

Забой скважины должен обеспечивать проведение ГИС.

Химический состав и минерализация закачиваемых вод существенно влияют на эффективность применения сшитых полимерных систем для регулирования заводнения, поэтому для получения оптимального эффекта перед проведением работ необходимо правильно подобрать рецептуру химреагентов.

Геолого-физические критерии эффективного применения технологии СНПХ-9633 представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-физические критерии эффективного применения технологии СНПХ-9633

| №№ n/n | Наименование критерия | Характеристика, величина |
|-----------|---|--|
| 1 | Тип коллектора | терригенный, карбонатный |
| 2 | Вид коллектора | поровый, трещинно-поровый |
| 3 | Стадия разработки | заключительная |
| 4 | Система заводнения | площадная, рядная, очагово-избирательная |
| 5 | Средняя обводнённость добываемой продукции по участку | 60–98 % |
| 6 | Соотношение проницаемости пропластков | > 2 |
| 7 | Коэффициент расчленённости | > 2 |
| 8 | Глубина залегания пласта | до 2500 м |
| 9 | Температура прискважинной зоны пласта | до 50 °С |
| 10 | Приёмистость скважины при рабочем давлении нагнетания | > 150 м ³ /сут. |

Техника и технология метода

В процессе эксплуатации продуктивных отложений залежей происходит обводнение продукции при низкой выработке запасов. Прогрессивное обводнение связано с подтягиванием подошвенной или прорывом нагнетательных вод. Технология предназначена для улучшения показателей работы добывающих скважин в залежах с неоднородными карбонатными или терригенными коллекторами при пластовых температурах 20–50 °С и различной минерализацией попутно добываемых вод.

Технология основана:

- на способности реагента СНПХ-9633 (А1, В1, В2) при взаимодействии с минерализованной водой, обводняющей скважиной, образовывать в промытых зонах высоковязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой (селективная изоляция);
- на повышении проницаемости нефтенасыщенных зон за счёт гидрофобизирующего действия реагента;
- на способности реагента растворять и деспергировать асфальто-смолопарафиновые отложения.

Состав закачиваемого реагента (марка реагента) подбирается исходя из типа и минерализации (плотности) попутно извлекаемых вод и пластовой температуры.

**Материалы и оборудование,
применяемые в технологическом процессе**

Реагент СНПХ-9633 ТУ 39-05765670-ОП-180-93 (марка для заказа).

Реагент СНПХ-9633 представляет собой раствор композиции ПАВ в углеводородном растворителе.

Характеристика реагента приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика реагента СНПХ-9633

| Наименование показателя | Единица измерения | Значение показателя |
|---------------------------------|-------------------|---|
| Внешний вид | визуально | Однородная прозрачная жидкость тёмно-коричневого или зелёного цвета |
| Плотность при 20 °С, в пределах | кг/м ³ | 750–950 |
| Вязкость при 20 °С, не выше | мПа · с | 3,0 |
| Температура застывания, не выше | °С | минус 25 |

Реагент готовится в соответствии с техническими условиями, поставляется и закачивается в скважину в товарном виде. Для продавки СНПХ-9633 обычно используется пластовая (девонская) вода хлоркальциевого типа плотностью 1180 кг/м³ или вода хозяйственно-питьевого назначения (ГОСТ 24402-81).

При закачке реагента применяется следующая спецтехника:

- цементировочный агрегат ЦА-320;
- автоцистерны нефтепромысловые АЦ-6,6, АЦН-5,5, предназначенные для транспортировки ЛВЖ;
- автоцистерны нефтепромысловые типа АЦН 11-257, АЦ-10, предназначенные для транспортировки воды;
- установки насосные типа УНЦ 1-160х500 К (Азинмаш-30А), УНЦ 1-160х32 К, УНЦ 1-160х70 К;
- металлическая ёмкость для аварийного сброса жидкости объёмом не менее 30 м³ (на базе цеха).

Технология проведения закачки реагента

До ремонта скважины определяем дебит, обводнённость продукции, плотность попутно добываемой воды, пластовое и забойное давление, источник обводнения, пластовую температуру, снимаем кривую восстановления давления.

Определяем приёмистость скважины на пластовой воде. При давлении нагнетания, превышающем давление гидроразрыва методами ОПЗ (кислотная ванна), снижаем давление приёмистости.

Заглушаем скважину пластовой водой.

Поднимаем подземное оборудование.

Промываем скважину с допуском пера до забоя.

Оборудуем скважину пакером.

Закачиваем расчётное количество реагента СНПХ-9633 при давлении, не превышающем давление раскрытия трещин (гидроразрыва) в карбонатных коллекторах, марка реагента выбирается исходя из минерализации извлекаемых вод.

Рекомендуемый объём реагента на одну скважино-обработку 4–6 м³ на 1 м перфорированной толщины пласта (ПТП). В том случае, если перфорированная толщина составляет менее 5 м, то целесообразно определять расход реагента из величины 6 м³ на 1 м ПТП, но не менее 10–12 м³ на 1 скважино-обработку. Если ПТП 5–10 м, то количество определяется из расчёта 5 м³ на 1 м ПТП, а если более 10 м, то 4 м³ на 1 м ПТП соответственно.

Продавливаем реагент в пласт расчётным количеством пластовой девонской воды. Объём продавочной жидкости определяется из объёма закачиваемого реагента СНПХ-9633 (табл. 5).

Таблица 5 – Объём продавочной жидкости

| Реагент, м ³ | Требуемый объём продавочной жидкости, м ³ |
|-------------------------|--|
| менее 20 | $V_{нкт} + 6$ |
| 20–40 | $V_{нкт} + 9$ |
| более 40 | $V_{нкт} + 12$ |

Объём продавочной жидкости не должен быть менее, чем внутренний объём НКТ плюс 2 м³.

Промываем и закрываем скважину на реагирование на 24–48 часов.

Промываем скважину от продуктов реакции. Опускаем подземное оборудование и пускаем скважину в эксплуатацию.

После вывода скважины на режим определяем следующие параметры: дебит скважины, обводнённость продукции, плотность извлекаемой воды, коэффициент продуктивности, снимаем кривую восстановления давления и сравниваем с аналогичными характеристиками до обработки.

В случае повышения давления нагнетания (выше давления опрессовки эксплуатационной колонны) закачку реагентов прекратить, обратной промывкой нефтью вымыть реагенты из скважины и НКТ. После обработки пластов реагентом СНПХ-9633 при эксплуатации скважины минимальная депрессия не должна превышать 1 МПа.

Жидкости, извлекаемые из скважины, собрать в ёмкость.

Грунт, пропитанный реагентом при разливе, собрать и утилизировать в местах утилизации грунтов, облитых нефтью.

Выбор скважины для проектирования применения СНПХ-9633

Наибольшая успешность по обработкам получена на девонском песчанике (Д₁ и Д₄): по скважинам № 573, 190, 218 и 96 обводнённость снизилась с 97,2–100 % до 90,1–95,9 %, дебит по нефти увеличился с 0,6–4,0 тонн/сут. до 2,6–11,4 тонн/сут. В первую очередь, это обусловлено хорошими гидродинамическими свойствами пласта и достаточно глубоким проникновением реагента в ПЗП. Поэтому закачку реагента целесообразнее провести в скважину, объектом эксплуатации которой является продуктивный пласт Д₁ пашийского горизонта. Данный пласт представлен терригенным коллектором (песчаник). Тип коллектора поровый. Источником обводнения скважины является подошвенная вода из интервала перфорации. Приёмистость скважины перед закачкой реагента СНПХ-9633 составляет 0,83 м³/мин. ($H_{см} = 417$ м, $H_{дин} = 1466$ м). Перед мероприятием в данной скважине не проводились обработки.

Скважина относится к числу добывающих скважин и расположена на Серафимовском месторождении, которое находится на заключительной стадии разработки. Плотность извлекаемой пластовой воды, обводняющей скважину, составила 1087 кг/м³, а средняя обводнённость продукции равна 96,4 %.

По результатам обработок пластов Д₁ по скважинам №№ 494, 296, 576, 52, 190, 90 и 96 было получено:

- среднесуточный прирост дебита нефти составил 4,3 тонн/сут. (при среднем дебите до мероприятия – 1,6, после – 5,9 тонн/сут.);
- снижение обводнённости – на 6,15 % (при средней обводнённости до мероприятия – 94,4, после – 88,25 %);
- уменьшение добычи жидкости на 30,7 м³/сут. (при средней добыче жидкости до мероприятия – 104,8, после – 74,14 м³/сут.).

Дополнительная добыча нефти при средней продолжительности эффекта 1,125 года составила 1242,6 тонн.

По исследованиям, сделанным перед мероприятием, можно сделать заключение, что данный объект подходит для применения метода, и обработка будет достаточно эффективной.

Оценка фактической и проектной технологической эффективности

1. Базовый дебит нефти (до мероприятий):

$$q_{1H} = \frac{\sum_{i=1}^3 q_H}{3} \text{ тонн/сут.}; \quad (1)$$

$$q_{1H} = \frac{3 + 3 + 3,2}{3} = 3,13 \text{ тонн/сут.}$$

2. Текущая добыча нефти после мероприятия:

$$Q_{Hi} = q_{2Hi} \cdot t_i, \text{ тонн/мес.} \quad (2)$$

где i – номер месяца после проведения мероприятия; q_{2H} – дебит нефти после мероприятия;

$$Q_{H5} = 8,6 \cdot 31 = 266,6 \text{ тонн/мес.};$$

$$Q_{H6} = 6,7 \cdot 30 = 204,0 \text{ тонн/мес.};$$

$$Q_{H7} = 6,8 \cdot 31 = 210,8 \text{ тонн/мес.};$$

$$Q_{H8} = 7,1 \cdot 30 = 213,0 \text{ тонн/мес.};$$

$$Q_{H9} = 6,7 \cdot 31 = 207,7 \text{ тонн/мес.};$$

$$Q_{H10} = 6,9 \cdot 31 = 213,9 \text{ тонн/мес.};$$

$$Q_{H11} = 5,5 \cdot 30 = 165,0 \text{ тонн/мес.}$$

3. Текущая дополнительная добыча нефти:

$$\Delta Q_{Hi} = (q_{2Hi} - q_{1H}) \cdot t_i, \text{ тонн/мес.} \quad (3)$$

$$\Delta Q_{H5} = (8,6 - 3,13) \cdot 31 = 169,6 \text{ тонн/мес.};$$

$$\Delta Q_{H6} = (6,7 - 3,13) \cdot 30 = 110,1 \text{ тонн/мес.};$$

$$\Delta Q_{H7} = (6,8 - 3,13) \cdot 31 = 113,8 \text{ тонн/мес.};$$

$$\Delta Q_{H8} = (7,1 - 3,13) \cdot 30 = 119,1 \text{ тонн/мес.};$$

$$\Delta Q_{H9} = (6,7 - 3,13) \cdot 31 = 110,7 \text{ тонн/мес.};$$

$$\Delta Q_{H10} = (6,9 - 3,13) \cdot 31 = 116,9 \text{ тонн/мес.};$$

$$\Delta Q_{H11} = (5,5 - 3,13) \cdot 30 = 71,9 \text{ тонн/мес.}$$

4. Накопленная дополнительная добыча нефти (фактический технологический эффект):

$$\Delta Q_H = \sum_{i=1}^n (\Delta Q_{Hi}) = \sum_{i=1}^n (q_{2Hi} - q_{1H}) \cdot t_i, \quad (4)$$

где n – продолжительность эффекта;

$$\Delta Q_H = 169,6 + 110,1 + 113,8 + 119,1 + 110,7 + 116,9 + 71,9 = 781,1 \text{ тонн.}$$

Результаты замеров дебитов жидкости показали, что применение реагента СНПХ-9633 эффективно. Такую же обработку применили в скважинах №№ 27 и 28 Троицкой площади по пласту D_{11} и в скважине № 1010 Константиновской площади по пласту C_{121606} , в скважинах №№ 1131 и 884 на Серафимовском месторождении.

Таким образом, предложенная технология по обработке неоднородных или терригенных коллекторов, дающих высокообводнённую нефть, позволяет улучшить показатели работы добывающих скважин при низкой выработке запасов.

Процесс закачки реагента СНПХ-9633

Закачку реагента СНПХ-9633 марки В2 проведём в скважину № 797 Серафимовского площади. Обработка проводится в летнее время.

С целью проведения ремонтно-изоляционных работ по пласту D_1 были проведены следующие работы:

- опрессовали колонну с $D = 0,146$ м на 10 МПа, через 30 мин. снижения не наблюдалось, колонна герметична. Начальная приёмистость составила $2,5 \text{ м}^3$ за 3 мин. при 9 МПа;

- в пласт закачали реагент СНПХ-9633 марки В2 плотностью 856 кг/м^3 в объёме 32 м^3 при $P = 11$ МПа;

- продавили реагент в пласт минерализованной водой плотностью 1058 кг/м^3 в объёме $37,31 \text{ м}^3$ при $P = 3$ МПа;

- промыли скважину водой в объёме $53,7 \text{ м}^3$.

На реакции скважина находилась 40 часов.

Далее спускаем УЭЦН 250-1500 на глубину 1350 м и вводим скважину в эксплуатацию.

Общее время капитального ремонта скважины № 797 составило 18 сут.

В заключении следует сказать, что рассмотренная технология для обработки призабойной зоны добывающих скважин позволяет снизить водо- и увеличить нефтепроницаемость коллектора за счёт его гидрофобизации (селективная изоляция) и уменьшения вязкости нефти из-за её разбавления углеводородной композицией ПАВ. В целом после применения реагента СНПХ-9633 примерно у 70 % скважин коэффициент продуктивности повышается. Среднесуточный прирост дебита нефти на 1 обработку составляет $4,5\text{--}7,0$ тонн/сут., наблюдается снижение обводнённости на $3\text{--}11$ %, уменьшение ПДВ в среднем за один скользящий год – 1595 м^3 (по пласту D_1). Из накопленного опыта следует, что обработку реагентом лучше проводить на терригенных или карбонатных коллекторах и на скважинах с обводнённостью выше $85\text{--}95$ % и дебитом по жидкости $50\text{--}100 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Следует отметить также, что важное значение для дальнейшего расширения объёмов внедрения реагента СНПХ-9633 имеет высокая обводнённость и поздняя стадия эксплуатации месторождений НГДУ «Октябрьскнефть», а также возможность его эффективного использования в сочетании с гидродинамическими методами.

Литература:

1. Проект разработки Серафимовского месторождения. – Уфа : БашНИПИнефть. 486 с.
2. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. – Уфа : РИЦ АНК Башнефть, 1997. – 424 с.
3. Отчёты НГДУ «Октябрьскнефть» за 1996–2000 гг.
4. Инструкция по применению гидрофобизатора КСТ. – Уфа : БашНИПИнефть. – 20 с.
5. Технология ГКО карбонатных трещиновато-пористых коллекторов с высокой обводнённости. – Уфа : БашНИПИнефть. – 12 с.
6. Технология повышения нефтеотдачи с применением композиции БиоПАВ КШАС М-Жидкое стекло-нефть / под редакцией Р.М. Тухтеева, Ю.М. Симеева, В.В. Кондрова. – Уфа, 2000. – 50 с.
7. Инструкция на технологию обработки ПЗП добывающих скважин СНПХ-9633 ОАО НИИ «Нефтепромхим», 2000. – 11 с.
8. Ежегодные отчёты КРС НГДУ «Октябрьскнефть» за 1997–2001 гг.
9. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
14. 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 : Просвещение - Юг, 2011. – 603 с.

15. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.

16. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.

17. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Project of development of the Serafimovsky field. – Ufa : Bashnipineft. 486 p.
2. Baymukhametov K.S., Viktorov P.F., Syrtlanov A.Sh. Geological structure and development of oil and gas fields of Bashkortostan. – Ufa : RITs ANC Bashneft, 1997. – 424 p.
3. Reports of NGDU Oktyabrskneft for 1996–2000.
4. Instruction for application of a gidrofobizator of KST. – Ufa : BashNIPineft. – 20 p.
5. State treasury bills technology of carbonate jointed and porous collectors from high water content. – Ufa : BashNIPineft. – 12 p.
6. Technology of increase in oil recovery with application of composition KShAS BIOSURFACTANT M-liquid glass-oil / under R.M. Tukhteev, Yu.M. Simayev, V.V. Kondrova edition. – Ufa, 2000. – 50 p.
7. The instruction on technology of processing of PZP of production wells SNPH-9633 of JSC Scientific Research Institute Neftepromkhim, 2000. – 11 p.
8. Annual reports of KRS NGDU «Oktyabrskneft» for 1997–2001.
9. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education South, 2011. – 203 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 1. – 540 pages.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 2. – 576 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 3. – 576 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – Т. 4. – 512 p.
14. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G. V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 603 p.
15. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 1. – 348 p.
16. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 2. – 348 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.