

УДК 622.276.64

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ  
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ  
НА ЯНГУРЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION  
OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS  
AT THE YANGURCHINSKOYE FIELD**

**Кошта Торкуату Родригеш Да**  
студент,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
avodacosta22@hotmail.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

**Аннотация.** Проблемы увеличения нефтеотдачи актуальны для месторождений Башкирии, где сравнительно высокий вес трудноизвлекаемых запасов. На месторождениях Башкортостана испытывают и внедряют многие известные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Однако уровень текущей добычи нефти с помощью МУН остаётся сравнительно невысоким. В связи с этим разработана и осуществляется комплексная программа применения новых МУН на месторождениях Башкортостана. Критерием подбора методов увеличения нефтеотдачи послужили методические подходы, разработанные институтом «БашНИПИнефть», в соответствии с которыми рассматривается метод увеличения нефтеотдачи – нефтеПАВ и оценивается экономическая и технологическая целесообразность применения данного метода.

**Ключевые слова:** методы увеличения нефтеотдачи пластов; анализ эффективности применения МУН; обоснование и выбор метода воздействия на пласт; механизм увеличения нефтеотдачи при использовании нефтеПАВ; особенности метода воздействия на пласт нефтеПАВ; техника и технология проведения метода; оценка технологической эффективности процесса воздействия.

**Costa Torguato Rodrigues Da**  
Student,  
Kuban state technological university  
avodacosta22@hotmail.com

**Ocheredko Tatyana Borisovna**  
Candidate of chemical sciences,  
Associate professor of department  
oil and gas business  
by 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

**Annotation.** The problems of increasing oil recovery are relevant for the fields of Bashkortostan, where relatively high weight of hard-to-recover reserves. Bashkortostan fields experience and implement many well-known methods of increasing oil recovery. However, the level of current oil production with the help of the methods of increasing oil recovery remains relatively low. In this regard, a comprehensive program for the application of new methods of increasing oil recovery at the fields of Bashkortostan has been developed and is being implemented. The methodical approaches developed by the «BashNIPIneft» Institute served as a criterion for selecting methods for increasing oil recovery, in accordance with which the method of increasing oil recovery is considered – neftePAV, and the economic and technological feasibility of using this method is estimated.

**Keywords:** methods for increasing oil recovery; analysis of methods for increasing oil recovery application efficiency; justification and choice of the method of impact on the reservoir; mechanism for increasing oil recovery when using neftePAV; peculiarities of the method of influence on the reservoir by neftePAV; technique and technology of the method; assessment of technological effectiveness of the process of impact.

Янгурчинское нефтяное месторождение расположено на территории Стерлитамакского и Стерлибашевского районов республики Башкортостан, 60 км к западу, северо-западу от г. Ишимбая и разрабатывается ООО НГДУ «Ишимбайнефть» с 1991 года. Месторождение было открыто и введено в разработку в 1991 году. На сегодняшний день

месторождение находится на стадии падающей добычи, характеризующейся увеличением обводнённости продукции. Основные начальные запасы приурочены к пашийскому горизонту  $D_1$  (более 60 % геологических запасов) и муллинскому горизонту  $D_{бск}$  (18 %). Средняя глубина залегания пластов 1545 м. Нефти данного месторождения вязкие, сернистые с содержанием парафинов и асфальтенов.

### **Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых на Янгурчинском месторождении**

Разработка основных месторождений нефти АНК «Башнефть» характеризуется высокой степенью обводнённости добываемой продукции скважин. Опыт разработки месторождений при различных геолого-промысловых условиях свидетельствует, что основной причиной опережающего обводнения является слоистая неоднородность объектов разработки, а также естественная и техногенная трещиноватость коллектора, характерная для призабойной зоны нагнетательных скважин. Применение обычных технологий заводнения уже не может обеспечить достаточной высокой эффективности выработки запасов нефти на указанных месторождениях. В связи с этим сохраняет актуальность поиск и внедрение осадкогелеобразующих технологий, механизм действия которых заключается в избирательном снижении проницаемости коллектора на путях опережающего продвижения воды от нагнетательных скважин к добывающим. Вследствие повышения фильтрационного сопротивления снижается расход воды по промытым каналам и уменьшается обводнённость продукции добывающих скважин, также происходит изменение направления фильтрационных потоков, растёт их разветвлённость, что приводит к увеличению охвата заводнением слабопроницаемых, но более нефтенасыщенных зон пласта и к увеличению дебитов по нефти.

Для условий Янгурчинского месторождения (пласт  $D_1$ ) разработаны и внедряются различные осадкогеле- и эмульсеобразующие технологии. Следующие две технологии повышения нефтеотдачи – применение цеолита и композиции нефтеПАВ – результат научного поиска и разработки совместной идеи специалистов института «БашНИПИнефть» и НГДУ. В ЦНИПРе НГДУ были выполнены лабораторные исследования по определению оптимальных концентраций компонентов разрабатываемых эмульсе- и гелеобразующих композиций, определена эффективность снижения проницаемости на моделях пласта. Технология нефтеПАВ применяется для обработки нагнетательных скважин нефтяных залежей, коллекторы которых приурочены к терригенному девону.

Эта технология основана на создании в условиях пласта зон с повышенным фильтрационным сопротивлением в высокопроницаемых, промытых зонах коллектора путём закачки нефти с глинопорошком и водного раствора неонала АФ<sub>9-12</sub>; позволяет регулировать как приёмистость нагнетательных скважин, так и увеличить охват пласта заводнением путём отключения обводнённых пропластков и приобщения ранее не разрабатываемых зон.

В 2016 году была проведена технология нефтеПАВ (на основе неонала) в скважинах №№ 88, 89 и 390 Янгурчинского месторождения. При этом было закачено 4,5 тонн реагента. Технологический эффект от данного мероприятия составил 2667,2 тонн дополнительно добытой нефти. Экономический эффект по данному мероприятию составил 1233,6 тыс. руб.

В 2016 году на трёх нагнетательных скважинах №№ 88, 89 и 390 Янгурчинского месторождения применяется биоконплексное воздействие с целью повышения охвата пласта заводнением. Технология разработана для применения на месторождениях на поздней стадии разработки с терригенными и карбонатными коллекторами с проницаемостью не менее 0,04 мкм<sup>2</sup>, с температурой пласта 25–65 °С. Закачка реагента САИ в пласт через нагнетательные скважины позволяет создать экран из биобразований и продуктов их жизнедеятельности в среде высокоминерализованных сточных вод, который изменяет направление фронта закачки воды, тем самым увеличивает охват заводнением, уменьшает объём попутно добываемой воды и повышает нефтеотдачу пласта. При использовании данной технологии было закачено в пласт 1,3 тонны реагента САИ, дополнительная добыча нефти за 2016 год от применения данной технологии составила 1115 тонн и экономический эффект – 704,7 тыс. руб.

На Янгурчинском нефтяном месторождении осуществляется технология осадкообразующего действия на основе дистиллерной жидкости – отхода содового производства ОАО «Сода» г. Стерлитамака.

Применение дистиллерной жидкости в качестве вытесняющего агента на месторождениях было регламентировано РД 39-1-1293-85, разработанным институтом «БашНИПНефть» (автор Гарифуллин Ш.С.) в 1984 году. Химический состав, pH, удельный вес дистиллерной жидкости приведён в таблице 1.

**Таблица 1 – Химический состав дистиллерной жидкости**

Дистиллерная жидкость	КВЧ, г/л	pH	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Массовая доля (г/л), не более				
					Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
Щелочная	0,02	11,0	1,120	1,32	100	37,1	0,72	223,4	0,1
Карбонизированная	0,03	7,2–9,0	1,087–1,130	1,1–1,3	100	40	0,9	330	0,1

Лабораторными исследованиями было установлено, что при взаимодействии дистиллерной жидкости с pH 7–9 с промышленной сточной водой образуется нерастворимая соль, выпадающая в мелкодисперсный осадок (табл. 2), причём количество выделившегося осадка зависит от соотношения объёмов оторочек.

**Таблица 2 – Результаты исследования осадкогелеобразования при смешивании сточной воды и дистиллерной жидкости**

Объёмная доля в смеси, %		Количество осадка, мг/л
сточная вода	дистиллерная жидкость	
10	90	12
20	80	12
33,3	66,7	18
40	60	145
50	50	72
60	40	48
80	20	33
90	10	44

Разработанная с учётом вышеуказанных особенностей технология для увеличения нефтеотдачи пластов заключается в циклическом закачивании в пласт чередующихся оторочек дистиллерной жидкости pH 7–9 и попутно добываемой сточной воды в соотношении 2 : 1 до 4 : 1.

Возможность достижения положительного эффекта при осуществлении технологии связана с увеличением охвата пласта заводнением вследствие постоянного изменения направления фильтрационных потоков закачиваемой воды за счёт выпадения осадка при контакте дистиллерной жидкости со сточной водой. Технологическая эффективность применения дистиллерной жидкости на Янгурчинском месторождении приведена в таблице 3.

**Таблица 3 – Технологическая эффективность воздействия дистиллерной жидкости на Янгурчинском месторождении**

Месторождение	Пласт	Дополнительная добыча нефти, тонн			Сокращение объёма попутно добываемой воды, тыс. м <sup>3</sup>
		от снижения обводнённости	от изменения темпа отбора	всего	
Янгурчинское	Д <sub>1</sub>	13203,0	– 2372,0	10831,0	21,6

Для дальнейшей разработки Янгурчинского месторождения предлагается технология, основанная на совместном применении осадкогелеобразующих реагентов (КОГОР) – жидкого стекла и глинопорошка. Эта технология отличается тем, что базируется на широком наборе доступных и проверенных осадкообразующих реагентов,

позволяющем получать композиции с различной закупоривающей способностью. Перспективным для увеличения эффективности воздействия на пласт являются системные обработки, когда воздействие осуществляется одновременно через нагнетательные и добывающие скважины. С 2017 года на Янгурчинском месторождении предполагается проведение системного воздействия на пласт. Основные реагенты: жидкое стекло и глинопорошок – для нагнетательных скважин; нефтенол – для добывающих скважин. Введение маслорастворимого поверхностно-активного вещества (нефтенол-НЗ в углеводородной жидкости) в промытый коллектор позволяет гидрофобизировать скелет коллектора уменьшением его фазовой проницаемости для воды.

### **Обоснование и выбор метода воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи**

Важным условием эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов является правильный выбор объекта для метода или, наоборот, метода – для объекта.

Критерии применимости методов определяют диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, при которых возможно эффективное применение метода или получение наилучших технико-экономических показателей разработки. Эти критерии определены на основе анализа технико-экономических показателей применения метода, обобщения опыта его применения в различных геолого-физических условиях, а также использования широких теоретических и лабораторных исследований.

Обычно выделяются три категории критериев применимости методов:

1) геолого-физические (свойства пластовых жидкостей, глубина залегания и толщины нефтенасыщенного пласта), параметры и особенности нефтесодержащего коллектора (насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями, условия залегания) и другие;

2) технологические (размер оторочки, концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания и т.д.);

3) материально-технические (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства и др.).

Критерии первой категории являются определяющими, наиболее значимыми и независимыми. Технологические критерии зависят от геолого-физических свойств и выбираются в соответствии с ними. Материально-технические условия большей частью также являются независимыми, остаются неизменными и определяют возможность выполнения технологических критериев.

В начале разработки Янгурчинское нефтяное месторождение разрабатывалось на режиме истощения пластовой энергии, вследствие того, что было очень трудно перевести некоторые скважины под нагнетание. С большими проблемами и экономическими затратами скважины №№ 88, 89 и 390 были переведены под нагнетание и закачку дистиллерной жидкости ОАО «Сода». Но впоследствии проявилась следующая проблема – произошёл «кинжальный» прорыв закачиваемой дистиллерной жидкости в добывающие скважины, вследствие этого произошло увеличение обводнённости извлекаемой жидкости, уменьшение охвата пласта воздействием дистиллерной жидкости и, как следствие, уменьшение отборов по нефти. Требовалась технология, которая бы «мягко» перекрыла промытые зоны в нагнетательных скважинах, но в то же время полностью не закупорила нефтенасыщенные толщи пласта, что привело бы к потере воздействия на пласт. Поставленная задача была решена сотрудниками института «БашНИПНефть», и данная технология стала называться нефтеПАВ.

В ЦНИПРе НГДУ были выполнены лабораторные исследования по определению оптимальных концентраций компонентов разрабатываемых эмульсе- и гелеобразующих композиций, определена эффективность снижения проницаемости на моделях пласта. Технология нефтеПАВ применяется для обработки нагнетательных скважин нефтяных залежей, коллекторы которых приурочены к терригенному девону. По имеющемуся опыту в НГДУ с целью повышения эффективности обработок рекомендуется проводить повторные закачки через 5–6 месяцев в одну скважину. Для проведения технологии были выбраны 3 нагнетательные скважины №№ 88, 89 и 390 Янгурчинского месторождения (пласт Д<sub>1</sub>). Продуктивный пласт Д<sub>1</sub> представлен песчаниками

кварцевыми, мелкозернистыми порового типа. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 4,4 до 8,5 м. Коэффициент песчаности – 0,81 доли ед., коэффициент расчленённости – 1,3 доли ед., проницаемость пласта – 0,145 мкм<sup>2</sup>, пористость – 17 %.

Обоснование эффективности применения концентрированных растворов нефтеПАВ для Янгурчинского нефтяного месторождения проводилось на основе лабораторных опытов по вытеснению нефти и результатов математического моделирования.

Лабораторные исследования были проведены при различных стадиях вытеснения с учётом современных требований лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти согласно ОСТ 39-195-86.

Модели пласта были представлены естественными песчаниками пласта Д<sub>1</sub> Янгурчинского месторождения.

В лабораторных условиях определены следующие физико-химические показатели:

- 1) коэффициенты нефтевытеснения, перепады давлений, относительные фазовые проницаемости при вытеснении нефти промысловой сточной водой, растворами неонала АФ<sub>9-12</sub> различных концентраций и композициями с глинопорошком, нефтью и водой при различной нефтенасыщенности моделей пласта и размера оторочки агента;
- 2) величины сорбции АФ<sub>9-12</sub>, входящего в состав композиции нефтеПАВ, параметры соллюбилизации в зависимости от концентрации химического реагента в закачиваемой жидкости и нефтенасыщенности породы.

В результате проведённых испытаний выявились следующие закономерности:

- 1) средний коэффициент вытеснения нефти водой для Янгурчинского месторождения составляет 0,71 (остаточная нефтенасыщенность моделей пласта 25 %);
- 2) растворы АФ<sub>9-12</sub>, входящие в состав композиции нефтеПАВ, обладают лучшими нефтевытесняющими свойствами, чем промысловая вода (в таблице 4 приведены характеристики вытеснения нефти композициями АФ<sub>9-12</sub>);
- 3) определяющее влияние на эффективность вытеснения нефти оказывает массовая доля АФ<sub>9-12</sub> в растворе;
- 4) слабokonцентрированные растворы (0,05 %) обладают незначительной эффективностью вытеснения нефти. Прирост коэффициента вытеснения остаточной нефти составляет 1–2 %. При закачивании растворов АФ<sub>9-12</sub> с массовой долей 50 г/дм<sup>3</sup> прирост вытесненной нефти составляет 17,5 %. При этом происходит сильная соллюбилизация нефтяной фазы с образованием микроэмульсии типа «нефть в воде»;
- 5) закачивание 0,05 % раствора АФ<sub>9-12</sub> снижает стабилизированный перепад давления по сравнению с водой в 1,4 раза, а 5 % растворов – в 3,7 раза;
- 6) при закачивании оторочек (0,5 поровых объёмов) растворов АФ<sub>9-12</sub> с массовой долей 50 г/дм<sup>3</sup> с последующей фильтрацией воды, то прирост дополнительно вытесненной нефти незначителен (2–3 %);
- 7) эффективным процессом для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов девонских отложений являются композиция из водных растворов неонала АФ<sub>9-12</sub>, глинопорошка, нефти и воды, которая обеспечивает более высокое повышение проницаемости нефтенасыщенной породы и отмывающую способность, чем раствор индивидуального неонала АФ<sub>9-12</sub>.

### **Характеристика метода и механизм увеличения нефтеотдачи при использовании нефтеПАВ**

Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований по применению поверхностно-активных веществ (ПАВ) как добавок при заводнении нефтяных пластов опубликованы в США в 40-х, 50-х годах прошлого столетия. В нашей стране эта проблема изучается более 40 лет. За это время разработаны в основном физико-химические и технологические основы метода, обоснованы приближённые критерии применимости ПАВ, произведены испытания метода в различных геолого-промысловых условиях.

Однако до настоящего времени многие аспекты этой проблемы до конца не изучены, требуют уточнения и дальнейшего исследования. Механизм нефтеотдачи при воздействии водных растворов ПАВ на остаточную нефть в коллекторах различных типов сложен и многогранен, что предопределяет необходимость дальнейших экспериментальных и промысловых исследований на современной научной основе.

Таблица 4 – Характеристики вытеснения нефти композициями АФ<sub>9-12</sub>

Проницаемость, мкм <sup>2</sup> по воздействию	Проницаемость, мкм <sup>2</sup> по нефти	Начальная нефтенасыщенность, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Вытесняющий агент	Коэффициент вытеснения, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>
0,266	0,055	31,5	18,1	АФ <sub>9-12</sub> + глинопоршок + нефть + вода	0,767	0,460
0,265	0,056	78,0	34,6	Вода	0,558	0,110
0,265	0,056	34,6	18,0	АФ <sub>9-12</sub> + глинопоршок + нефть + вода	0,769	0,280

Под ПАВ понимают химические соединения, способные вследствие положительной адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на различных поверхностях раздела «жидкость – воздух», «жидкость – твёрдое тело», «нефть – вода». Поверхностная активность, которую в определённых условиях могут проявлять многие органические соединения, обусловлена как химическим строением, в частности, дифильностью (полярностью и поляризуемостью) их молекул, так и внешними условиями (характером среды и контактирующих фаз, концентрацией ПАВ, температурой).

Обычно ПАВ представляют собой органические вещества, содержащие в молекуле углеводородный радикал и одну или несколько полярных групп.

По ионной характеристике все ПАВ обычно разделяют на две большие группы: неионогенные соединения, которые при растворении в воде не диссоциируют на ионы, и ионогенные соединения. В зависимости от того, какие ионы обуславливают поверхностную активность ионогенных веществ, их принято подразделять на анионоактивные (АПАВ), катионоактивные (КПАВ) и амфолитные. Анионные ПАВ более активны в щелочных растворах, катионные – в кислых, амфолитные – в тех и других.

По растворимости в воде и маслах ПАВ подразделяют на три группы: водо-, водомасло- и маслорастворимые.

Водорастворимые ПАВ состоят из гидрофобных углеводородных радикалов и гидрофильных полярных групп, обеспечивающих растворимость всего соединения в воде. Характерная особенность этих ПАВ – их поверхностная активность на границе раздела «вода – воздух».

Водомаслорастворимые ПАВ применяют в основном в системах «нефть – вода». Гидрофильные группы в молекулах таких веществ обеспечивают их растворимость в воде, а достаточно длинные углеводородные радикалы – растворимость в углеводородах.

Наиболее широкое применение в технологии повышения нефтеотдачи нашли неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Этот вид ПАВ насчитывает более 50 веществ различных групп. Среди них наибольшее распространение получили оксиэтилированные изонилфенолы типов ОП-10, АФ<sub>9-4</sub>, АФ<sub>9-6</sub>, АФ<sub>9-10</sub>, АФ<sub>9-12</sub>, в основном из-за больших объёмов их промышленного производства.

Преимущество НПАВ заключается в их совместимости с водами высокой минерализации и значительно меньшей адсорбции по сравнению с ионогенными ПАВ. Однако многолетний опыт применения индивидуальных ПАВ типа ОП-10 для увеличения нефтеотдачи не дал однозначных результатов. Об эффективности применения НПАВ как метода увеличения нефтеотдачи существуют различные мнения, как положительные, так и отрицательные.

С позиций сегодняшнего дня это можно объяснить слабой поверхностной активностью на границе раздела «нефть – вода», незначительными нефтеотмывающими свойствами, большими потерями в пласте, неопределённостями в оценке технологической эффективности метода по промысловым данным. Кроме того, метод далёк от универсальности. Он может эффективно использоваться в строго определённых геолого-физических условиях, о чём свидетельствует многолетний опыт (с 1971 года) применения ПАВ в Татарии для повышения нефтеотдачи пластов залежей терригенного девона. По объёмам внедрения метод заводнения с применением ПАВ в объединении «Татнефть» занимает второе место после закачки серной кислоты. На месторождениях Татарстана закачано около 60 тыс. тонн водорастворимых и около 20 тыс. тонн маслорастворимых ПАВ. Только на Ромашкинском месторождении за счёт закачки ПАВ добыто более 3 млн тонн нефти, или 47,5 тонн на 1 тонну.

Многочисленные экспериментальные исследования, выполненные в институте «ТатНИПИнефть», показали, что применение концентрированных растворов ПАВ в условиях первичного вытеснения нефти из моделей терригенных пород существенно улучшает процесс вытеснения нефти. Максимальный прирост коэффициента вытеснения по сравнению с водой составил 2,2–2,7 %.

В процессе вытеснения нефти поверхностно-активные вещества оказывают влияние на следующие взаимосвязанные факторы: межфазное натяжение на границе

«нефть – вода» и поверхностное натяжение на границах «вода – порода» и «нефть – порода», обусловленное их адсорбцией на этих поверхностях раздела фаз. Кроме того, действие поверхностно-активных веществ проявляется в изменении избирательного смачивания поверхности породы водой и нефтью, разрыве и отмывании с поверхности пород плёнки нефти, стабилизации дисперсии нефти в воде, приросте коэффициентов вытеснения нефти водной фазой при принудительном вытеснении и при капиллярной пропитке, в повышении относительных фазовых проницаемостей пористых сред.

Одним из эффективных методов воздействия на пласт в условиях Янгурчинского месторождения для повышения нефтеотдачи является применение неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) типа неонола АФ<sub>9-12</sub> и композиций, совместимых с закачиваемыми и пластовыми минерализованными водами данного объекта. Основные физико-химические свойства растворов АФ<sub>9-12</sub> в закачиваемой воде приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные физико-химические свойства растворов АФ<sub>9-12</sub> в закачиваемой воде

Межфазное натяжение (мН/м) на границе растворов «АФ <sub>9-12</sub> – нефть» при 45 °С для концентрации АФ <sub>9-12</sub> (г/дм <sup>3</sup> )			Температура помутнения АФ <sub>9-12</sub> в закачиваемой воде, °С
0,5	5,0	50,0	
4,5	1,0	1,0	

В обычных условиях неонол АФ<sub>9-12</sub>, входящий в композицию нефтеПАВ, совместим с закачиваемой и пластовой минерализованной водами Янгурчинского месторождения, температура помутнения его растворов не превышает температуру пласта и не происходит выделение его из водного раствора в самостоятельную фазу с ухудшением свойств.

Неонол АФ<sub>9-12</sub> при обычных условиях представляет собой высоковязкую жидкость, труднорастворимую в закачиваемой воде. При разбавлении водой АФ<sub>9-12</sub> с массовой долей 400–800 г/дм<sup>3</sup> он образует гелеобразную малоподвижную массу, плавящуюся при температуре 40–50 °С. Неонол АФ<sub>9-12</sub> не оказывает влияния на изменение коррозионной активности воды и не требует специальных дополнительных мер по защите оборудования от коррозии.

### Особенности метода воздействия на пласт нефтеПАВ

Процесс вытеснения нефти из трудноизвлекаемых низкопроницаемых девонских отложений (среднее значение пористости – 15,6 %, проницаемости – 0,142 мкм<sup>2</sup>, эффективная и нефтенасыщенная толщина – до 6,4 м), содержащих маловязкую нефть (вязкость нефти в пластовых условиях 5,4 МПа·с), с содержанием в нефти смол 13,2 %, парафинов 3,5 %, асфальтенов 4,9 %, сопряжён со значительными капиллярными силами, противодействующими давлению нагнетания воды. При этом одним из факторов, осложняющих вытеснение нефти водой, является структурирование адсорбционных слоёв в системе «нефть – порода – вода», которые ухудшают фильтрацию воды в пласте и снижают полноту извлечения нефти.

Применение для заводнения в указанных условиях неонола АФ<sub>9-12</sub>, совместимого с пластовыми минерализованными водами, обеспечивает по сравнению с обычным заводнением эффективность воздействия на призабойную зону и увеличение степени извлечения нефти из пласта.

Метод основан на закачивании в пласт водных растворов неонола АФ<sub>9-12</sub> с массовой долей 50–100 г/дм<sup>3</sup> с добавкой глинопорошка, нефти и воды. Эта композиция обеспечивает в условиях данного объекта низкое межфазное натяжение на границе «нефть – водный раствор композиции», образование и стабилизацию нефтяной микроэмульсии, деструктурирование адсорбционных слоёв нефти на породе и её гидрофилизацию, приводящее к снижению перепада давления и хорошей отмывающей способности. Эмульсия снижает проницаемость обводнённого коллектора и приводит к перераспределению фронта вытеснения и включению в разработку застойных зон. Это способствует улучшению процесса нефтевытеснения, интенсификации работы нагнетательных скважин и повышению нефтеотдачи.



## Техника и технология проведения метода

### Технология проведения метода

Технология предполагает применение в качестве первого рабочего агента жидкого углеводорода, представленного сырой нефтью, содержащей до 25 % глинопорошка. Для снижения вязкости рабочего агента менее 30 МПа·с в него может добавляться растворитель (неффрас и др.).

Механизм действия технологии заключается в образовании водонефтяной эмульсии в пластовых условиях, стабилизированной взвешенными частицами глинопорошка. Образование эмульсии в пласте происходит по мере прокачивания рабочих агентов в пласт при их смешении в поровом пространстве. Закачиваемая эмульсия со взвешенными частицами снижает проницаемость обводнённого коллектора и приводит к перераспределению фронта вытеснения и включению в разработку застойных зон.

Технология применяется в водонагнетательных скважинах с приёмистостью более 50 м<sup>3</sup>/сут. при средней обводнённости продукции добывающих скважин более 50 %.

Перед закачкой композиции нефтеПАВ скважина проверяется на герметичность опрессовкой, производится промывка закачиваемой водой для удаления грязи из ствола скважины. Производится обвязка наземного оборудования, опрессовка его на полтора кратное ожидаемое рабочее давление.

До воздействия проводят:

- 1) снимают кривые падения давления (КПД);
- 2) измеряют пластовое давление;
- 3) снимают профиль приёмистости;
- 4) замер приёмистости скважины.

Перед обработкой проводят подготовительные работы (приготовление рабочих агентов, определение потребного объёма реагента и т.д.). К подготовительным работам относятся:

1) приготовление жидкого углеводорода производится в мерниках цементировочного агрегата:

а) для снижения вязкости нефти до 30 МПа·с добавляют растворитель и перемешивают до полного растворения. Содержание взвешенных частиц доводят до 20–25 % путём добавления глинопорошка;

б) образующуюся смесь жидкого углеводорода перед подачей в скважину перемешивают в течение 10 минут;

2) сточную (пресную) воду и жидкий товарный раствор ПАВ подают в скважину последовательно без перемешивания;

3) определяют потребный объём жидкого углеводорода по формуле:

$$V = (2 \div 5) \cdot H,$$

где  $H$  – суммарная работающая толщина эксплуатируемых пластов, м;

4) определяют потребный объём сточной воды и ПАВ, равный объёму жидкого углеводорода (нефти), объёмное соотношение «пресная вода : ПАВ» составляет 4 : 1.

После подготовительных работ начинается закачка необходимого количества рабочих агентов в скважину. В скважину закачиваются две осадкообразующие оторочки:

- 1) товарная нефть + глинопорошок (приготовленный в мерниках ЦА-320);
- 2) неонол АФ<sub>9-12</sub> + пресная вода.

Реагенты каждой оторочки перед закачиванием загружаются в отдельную ёмкость и перемешиваются в течение 10–15 минут. Приготовленные оторочки закачивают в скважину одним циклом.

Технологический процесс заканчивается закачиванием продавочной жидкости (8 м<sup>3</sup> воды). После завершения технологического процесса скважину останавливают на реагирование в течение 24 часов.

Через одни сутки скважина переводится под закачку с помощью агрегата ЦА-320, посредством чего обеспечивается постепенный переход на установившийся режим работы скважины.

### Используемая техника и оборудование

Для осуществления технологического процесса применяется следующий перечень технических материалов и средств:

- 1) автоцистерны АЦ-8 или АЦ-11-257 по ТУ 26-16-32-77;
- 2) цементировочный агрегат ЦА-320М по ТУ 26-16-213-87 или АС-400 по ТУ 26-02-30-75;
- 3) нефть сырая по ГОСТ 9965-76;
- 4) растворитель нефрас С 50/170 по ГОСТ 8505-80 или нефрас ИО 150/210 по ТУ 38-1011188-88, нефрас АР 120/200 по ТУ 38-101809-90, смола пиролизная лёгкая по ТУ 38-10285-83, СНОС-21 по СТП 010101-401409-83, СНОС-22 по СТП 010101-403505-84;
- 5) ПАВ марок ОП-7 и ОП-10 по ГОСТ 8433-81 или неонол АФ<sub>9-12</sub> по ТУ 38.103625-85, нефтенол-НЗ по ТУ 2483-007-17197708-93, нефтенол-НЗН по ТУ 2483-012-17197708-93, нефтехимеко-1 по ТУ 2483-022-17197708-94, сульфенол НП-1 по ТУ 6-01-862-75;
- 6) глинопорошок по ГОСТ 25795-83 любой марки.

Для перевозки реагента с места хранения до мест закачки используются автоцистерны типа АЦ-8, АЦН-10 или АЦ-11-257 Новочеркасского машзавода, которые смонтированы на шасси автомашины КраЗ-257. Автоцистерны должны быть снабжены паровыми подогревателями. Техническая характеристика автоцистерны марки АЦН-10 приведена в таблице 6.

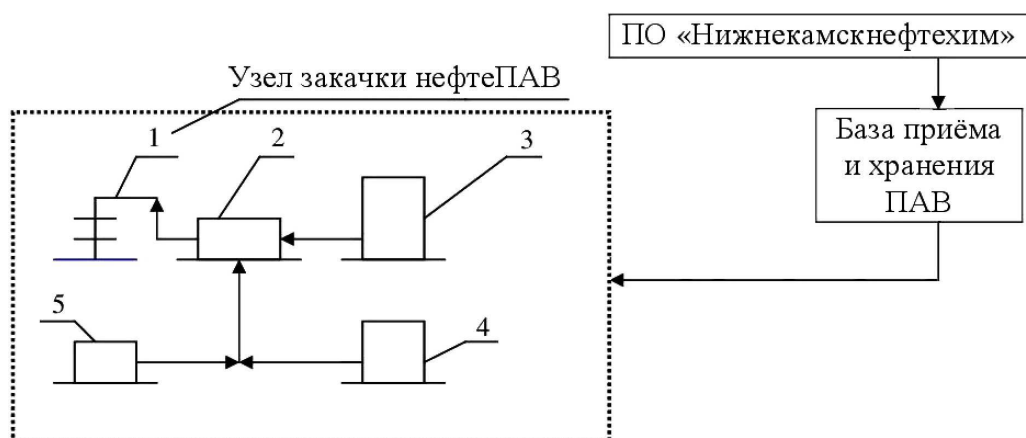
Таблица 6 – Характеристика автоцистерны марки АЦН-10

Показатель	Значение
Монтажная база	Урал-4320-1912-30
Ёмкость цистерны, м <sup>3</sup>	10
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, кг	9500
Наибольшее избыточное давление в цистерне, МПа, не более	0,016
Наибольшая плотность транспортируемой жидкости, кг/м <sup>3</sup>	1000
Концентрация твёрдых частиц, %	2
Максимальный размер частиц, мм	5
Допустимая высота всасывания (от уровня по оси насоса) до, м	8
Забор жидкости	гибкий рукав с фильтром
Вакуумирование насоса (заполнение ёмкости)	при помощи эжектора, через заборный рукав и через обратный клапан
Способы заполнения цистерны	закрытый, собственным или посторонним насосом или наливом
Способы опорожнения цистерны	самотёком, собственным или посторонним насосом
Привод насоса	от коробки дополнительного отбора мощности шасси
Насос	ОДН-120-100-65 оседиагональный шнековый
Время заполнения (опорожнения) цистерны водой, не более, мин.	30
Габаритные размеры	
длина	9300
ширина	2500
высота	3400
Снаряжённая масса автоцистерны, кг, не более	10870
Завод-изготовитель	ОАО «Нефтемаш», г. Новочеркасск

Закачивание реагента проводится с помощью передвижного агрегата ЦА-320 ТУ 26-02-30-75 или АН-700 непосредственно на устье нагнетательной скважины.

Схема обустройства и закачки композиции НПВБ приведена на рисунке 1.

Автоцистерна нефтепромысловая АЦН-10 (рис. 2) предназначена для сбора и транспортировки пролитых неагрессивных технологических жидкостей (воды, нефти, нефтепродуктов, конденсата и др.), кроме сжиженных углеводородных газов.



**Рисунок 1 – Схема обустройства и закачки композиции нефтеПАВ:**

1 – устье нагнетательной скважины; 2 – устройство для перемешивания и закачивания раствора нефтеПАВ (ЦА-320); 3 – ёмкость с ПАВ; 4 – нефтевоз; 5 – глинопорошок в мешках



**Рисунок 2 – Автоцистерна нефтепромысловая АЦН-10**

Автоцистерна предназначена для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом.

Автоцистерна не предназначена для работы в качестве топливозаправщика и проведения транспортных операций, связанных с доставкой ГСМ на нефтебазы, АЗС и розничным потребителям.

Основной функцией автоцистерны является заправка цистерны жидкостью, её транспортировка и слив в заданном месте. Дополнительной рабочей функцией автоцистерны является работа в качестве заправочной и перекачивающей станции.

Агрегат ЦА-320 предназначен для промывки скважин через спущенные в них трубы, обработки призабойной зоны скважин и опрессовки труб и оборудования (рис. 3).

Основные узлы цементирующего агрегата: насос высокого давления для закачивания растворов и жидкостей в скважину, водоподающий блок для подачи жидкости (воды и т.д.) в смесительное устройство при приготовлении тампонажного раствора, манифольд с запорной арматурой на самом агрегате, разборный металлический трубопровод для подсоединения насоса с устьем скважины, мерные ёмкости. Изготовитель – Грозненский машиностроительный завод «Красный молот» (г. Грозный). Техническая характеристика агрегата ЦА-320 приведена в таблице 7.



Рисунок 3 – Агрегат ЦА-320

### Расчёт основных параметров закачки реагента в пласт

Расчёты состава и объёма композиции проводятся с помощью «Программы расчёта объёма закачки и состава композиции на основе нефти, глинопорошка, неона-ла и воды».

Таблица 7 – Техническая характеристика агрегата ЦА-320

Основные показатели	ЦА-320
Монтажная база	Шасси автомобиля КрАз-257Б1А (КрАз 250)
Насос высокого давления	9Т – горизонтальный, двухстороннего действия
Ход поршня, мм	250
Полезная мощность, кВт	105
Водоподающий насос	ЦНС38-154 – предназначен для подачи воды в цементомешалку
Частота вращения вала, мин. <sup>-1</sup>	2950
Подача, дм <sup>3</sup> /с	10
Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	1,54 (15,4)
Вспомогательный двигатель	ГАЗ-52А – предназначен для привода насоса ЦНС, установлен на общей раме с насосом
Мощность, кВт, не более	51,5
Крутящий момент, Н · м, не более	205
Частота вращения вала двигателя, мин. <sup>-1</sup>	2800
Манифольд	состоит из приёмной и нагнетательной линий
Диаметр приёмных линий насосов, мм	100
Диаметр нагнетательных линий насосов, мм	50
Вместимость мерного бака, м <sup>3</sup>	6,4
Габаритные размеры, мм	10425 × 2700 × 3225
Масса агрегата, кг	15640

Исходные данные для расчётов представлены в таблице 8, а результаты расчёта – в таблице 9 (по геолого-промысловой информации скважины № 390 Янгурчинского месторождения).

**Таблица 8 – Исходные данные для расчёта объёма закачки и состава композиции на основе нефти, неонола, глинопорошка и воды**

№№ n/n	Параметр	Исходные данные
1	Приёмистость скважины до воздействия, м <sup>3</sup> /сут.	141,7
2	Давление закачки воды, атм.	< 25
3	Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м	4,7
4	Коэффициент вариации проницаемости	0,6
5	Средняя обводнённость продукции для участка окружающих добывающих скважин, %	76,4
6	Температура закачиваемой воды, °С	20
7	Текущая пластовая температура в прискважинной зоне, °С	25
8	Часовая производительность установки по закачке композиции нефтеПАВ в пласт, м <sup>3</sup> /ч	3,6

**Таблица 9 – Рекомендуемые объёмы закачки и состав композиции**

Параметры	Значения
Первая оторочка (объём закачки, м <sup>3</sup> )	
I цикл	6,4
II цикл	3,35
Вторая оторочка (объём закачки, м <sup>3</sup> )	
I цикл	6,4
II цикл	1,6
Продавочная жидкость, м <sup>3</sup>	8
Общий объём закачки, м <sup>3</sup>	25,75
Время закачки композиции, час.	8

### **Оценка технологической эффективности процесса воздействия**

Оценка технологической эффективности применения нефтеПАВ осуществляется согласно РД 39-0147035-209-87 «Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов».

Эффективность исследования нефтеПАВ Янгурчинского месторождения оценивается сопоставлением показателей разработки до (базовый вариант) и в процессе испытания метода (при внедрении процесса).

Анализируются следующие параметры:

- приёмистость и коэффициент приёмистости нагнетательных скважин;
- обводнённость добываемой продукции;
- текущая добыча нефти, жидкости;
- охват пласта заводнением по толщине;
- фильтрационные характеристики по нагнетательным скважинам.

Распространёнными методами оценки технологической эффективности применения МУН в настоящее время являются характеристики вытеснения и динамика показателей эксплуатации скважин.

Эффективность характеризуется приростом нефтеотдачи, добычей и темпом отбора нефти и жидкости, удельным расходом агента, изменением приёмистости нагнетательных скважин, изменением охвата пласта воздействием. При этом различают следующие виды технологического эффекта: увеличение нефтеотдачи пластов, интенсификация добычи нефти, уменьшение обводнённости добываемой продукции, уменьшение объёма закачки воды при добыче одинакового количества накопленной нефти. Для качественной оценки эффективности применения метода может быть также использовано сравнение фактических показателей разработки опытного и контрольного участков в безразмерных величинах.

Для оценки количественной величины дополнительной добычи нефти при разработке месторождений с применением МУН широко используют способ линейной экстраполяции различных характеристик вытеснения по данным за предпрогнозный

период применения химвеществ и сравнением фактических данных с экстраполированным показателем базового варианта. Количественная величина эффекта от МУН определяется как разность между фактическими показателями и показателями по базовому варианту на одинаковый отбор жидкости за указанный период.

Дополнительную добычу нефти с помощью характеристик вытеснения рекомендуется в целом определять согласно РД 39-147035-209-87 «Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов» с применением различных зависимостей типа «накопленная добыча нефти, доля нефти – накопленная добыча жидкости, воды». При обычной системе разработки зависимости имеют прямолинейный характер. При получении дополнительной нефти происходит отклонение фактических значений и показателей по базовому варианту, уменьшение обводнённости добываемой жидкости. Для повышения точности и достоверности определения технологической эффективности по данным зависимостям целесообразно вести расчёты по группе скважин, очагов воздействия.

Выбор характеристики вытеснения должен осуществляться наилучшей сходимостью расчётных и фактических показателей при применении базового метода. В такой ситуации обычно анализируют применимость нескольких (иногда до 10) характеристик, которые нередко отличаются друг от друга в 2–3 раза и более. Поэтому осредняют результаты двух-трёх, наиболее близких между собой и приемлемых для конкретных условий и стадии разработки. Однако несмотря на большой объём вычислительных работ, точность результатов остаётся невысокой. Так, в действующих руководствах не учитывается разница в добыче жидкости по варианту разработки объекта с применением метода повышения нефтеотдачи по сравнению с добычей жидкости при разработке по базовому варианту. Кроме того, значительное влияние на нарушение условий применения характеристик вытеснения оказывают изменения коэффициентов эксплуатации скважин до и после воздействия, систематические ошибки при интервальной оценке добычи нефти от увеличения охвата и др. Поэтому требуется дальнейшее совершенствование методик расчётов с целью повышения надёжности результатов и снижения возможности субъективных оценок.

Анализ вероятностей и точностей использования существующих кривых вытеснений показал, что для случая, когда базовым методом разработки является заводнение, для экстраполяции фактических данных могут рекомендоваться следующие наиболее распространённые характеристики:

$$Q_H = A + \frac{B}{Q_{ж}} \quad (\text{предложена Камбаровым Г.С.}); \quad (1)$$

$$Q_H = \frac{A}{Q_{ж}^{0,5}} + B \quad (\text{предложена Пирвердяном А.М.}); \quad (2)$$

$$Q_H = A \cdot \ln Q_{ж} + B \quad (\text{предложена Сазоновым Б.В.}); \quad (3)$$

$$Q_H = A \cdot \ln Q_{в} + B \quad (\text{предложена Максимовым М.И.}); \quad (4)$$

$$\frac{Q_{ж}}{Q_H} = A \cdot Q_{ж} + B \quad (\text{предложена «БашНИПНефть»}); \quad (5)$$

$$Q_{ж} \cdot Q_H = A \cdot Q_{ж} + B \quad (\text{предложена Камбаровым Г.С.}); \quad (6)$$

$$\frac{Q_H}{Q_{ж}} = A \cdot Q_{ж} + B \quad (\text{предложена Ткаченко Н.Я.}), \quad (7)$$

где  $Q_H$ ,  $Q_{ж}$  и  $Q_{в}$  – накопленная с начала разработки добыча нефти, жидкости и воды соответственно;  $A$ ,  $B$  – постоянные коэффициенты.

Для нахождения коэффициентов  $A$  и  $B$  в уравнениях пользуются методами наименьших квадратов. Ищется уравнение прямой линии:

$$Y = A \cdot X + B. \quad (8)$$

Коэффициенты  $A$  и  $B$  рассчитываются по формулам:

$$A = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (X_i \cdot Y_i) - \sum_{i=1}^{i=n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{i=n} Y_i}{n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} X_i^2 - \left( \sum_{i=1}^{i=n} X_i \right)^2}; \quad (9)$$

$$B = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} X_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=n} Y_i - \sum_{i=1}^{i=n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (Y_i \cdot X_i)}{n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} X_i^2 - \left( \sum_{i=1}^{i=n} X_i \right)^2}, \quad (10)$$

где  $X_i, Y_i$  – значение параметров в  $i$ -той точке;  $n$  – число исследуемых точек.

Оценивается соответствие каждой модели исходным данным по рассматриваемому коэффициенту корреляции. Коэффициент корреляции определяется по формуле:

$$r = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (X_i \cdot Y_i) - \sum_{i=1}^{i=n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{i=n} Y_i}{\sqrt{\left[ n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} X_i^2 - \left( \sum_{i=1}^{i=n} X_i \right)^2 \right] \cdot \left[ n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} Y_i^2 - \left( \sum_{i=1}^{i=n} Y_i \right)^2 \right]}}. \quad (11)$$

Определяются три модели, имеющие самые высокие коэффициенты корреляции. По каждой из этих выбранных моделей определяется эффект от применения метода:

- прирост добычи нефти, полученный за счёт повышения нефтеотдачи пласта;
- прирост добычи нефти, полученный за счёт интенсификации разработки, определяемый в результате ввода понятия прогнозного темпа отбора жидкости (данный эффект может быть отрицательным, если реальный темп отбора жидкости снижается по сравнению с прогнозным);
- снижение объёмов попутно добываемой воды на одно и то же время, а также на одинаковое количество добытой нефти.

Объект воздействия на Янгурчинском месторождении представлен двумя очагами: очаг № 1 – скважины №№ 88 и 89, очаг № 2 – скважина № 390. Реагирующие скважины в очаге № 1 – №№ 100, 86 и 93, в очаге № 2 – №№ 85, 82, 81, 80 и 34.

#### **Расчёт технологической эффективности от применения нефтеПАВ**

Расчёт дополнительной добычи нефти проводился на основании известных методик Камбарова Г.С., Пирвердяна А.М., Сазонова Б.В., Максимова М.И., заключающихся в построении характеристик вытеснения.

Кривые зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости (характеристики вытеснения) строились для каждой скважины. На каждой характеристике выбирался базовый вариант, представляющий собой прямолинейный участок кривой, соответствующий данным добычи до закачивания нефтеПАВ. Координаты точек этого прямолинейного участка определялась по эмпирическим формулам методик вытеснения.

Базовый вариант продлевался на период после закачки. После проведения опытно-промышленных работ фактические точки отклоняются по вертикали от прямой линии. Дополнительная добыча нефти рассчитывалась по формуле:

$$\Delta Q_H = Q_{H(\text{факт})} - Q_{H(\text{баз})}, \quad (12)$$

где  $\Delta Q_H$  – дополнительная добыча нефти, тыс. тонн;  $Q_{H(\text{факт})}$  – фактическая добыча нефти, тыс. тонн;  $Q_{H(\text{баз})}$  – прогнозируемая добыча нефти без проведения мероприятия закачки нефтеПАВ, тыс. тонн.

Таким образом, величина положительного отклонения в масштабе графика составила дополнительную добычу нефти. Дополнительная добыча нефти определялась по каждой из указанных зависимостей.

По исходным данным были построены характеристики вытеснения по четырём статистическим методам: метод Сазонова, метод Максимова, метод Камбарова и метод Пирвердяна. Результаты расчётов представлены в таблице 10. Причём при осреднении результатов расчёта по всем методам значение, наиболее сильно отличающееся от остальных, было отброшено.

**Таблица 10 – Дополнительная добыча по методам (очаги №№ 1 и 2)**

№ скважины	Сазонов	Пирвердян	Максимов	Камбаров	Среднее	Добыча нефти на 1 тонну композиции
Очаг № 1 (скважины №№ 88 и 89)						
86	89,5	78,1	121,6	70,2	79,3	
93	49,3	59,6	98,7	45,6	47,1	
100	37,7	46,4	114,9	54,7	46,3	
по очагу					57,6	1,2
Очаг № 2 (скважина № 390)						
34	169,1	173,1	199,4	175,9	172,7	
80	0	0	0	0	0	
81	3402,7	4501,6	2031,7	5521,9	3312,0	
82	– 814,4	– 762,9	– 753,6	– 716,5	– 776,9	
85	– 98,9	– 36,5	– 312,1	25,8	– 36,5	
по очагу					2619,6	100,8
Всего по двум очагам					2677,2	

***Анализ применения и способы повышения эффективности от применения нефтеПАВ в НГДУ «Ишимбайнефть»***

Оценка технологической эффективности от применения нефтеПАВ производилась при помощи статистических методов прогнозирования. По добывающим скважинам №№ 34, 80, 81, 82, 85, 86, 93 и 100 были построены кривые вытеснения по методам Сазонова, Максимова, Камбарова и Пирвердяна. В расчётах рассматривался период с января 2015 года по декабрь 2016 года. Дополнительная добыча рассчитывалась за 2016 год.

После проведения закачки нефтеПАВ среднегодовая обводнённость продукции скважины № 34 снизилась с 94,2 % в 2015 году до 82 % в 2016 году, а среднесуточная добыча нефти возросла с 11,6 тонн/сут. в 2015 году до 28,5 тонн/сут. в 2016 году. Хороший результат получен и по скважине № 85, у которой среднегодовая обводнённость снизилась на 16,7 %, а среднегодовой дебит вырос на 0,8 тонн/сут. Также был получен эффект по скважине № 81 – среднегодовой дебит вырос на 0,36 тонн/сут.

Не был получен эффект по следующим скважинам: скважина № 82 – среднегодовая обводнённость увеличилась на 11,5 %, среднегодовой дебит уменьшился на 3,6 тонн/сут.; скважина № 80 – по причине выхода из строя глубинно-насосного оборудования в августе 2016 года.

Всего по очагу нагнетательной скважины № 390 (очаг № 2) осреднённая дополнительная добыча по всем методам составила 2619,6 тонн, а дополнительная добыча нефти на 1 м<sup>3</sup> закачки равна 100,8 тонн.

По очагу № 1 технологический эффект почти нулевой. По скважине № 86 среднегодовая обводнённость продукции увеличилась на 3,8 % и среднегодовой дебит по нефти уменьшился на 0,4 тонн/сут., а по скважине № 93 среднегодовая обводнённость снизилась на 0,83 % и среднегодовой дебит уменьшился на 0,7 тонн/сут. По скважине № 100 наблюдается небольшое снижение среднесуточного дебита по нефти и жидко-



сти, хотя среднегодовая обводнённость снизилась на 1,1 %. Уменьшение дебита скважины по жидкости может быть связано с расположением скважины в низкопроницаемой зоне пласта. Анализируя результаты расчётов по скважине № 86, можно сделать предположение, что скважина была выбрана реагирующей на нагнетательную скважину № 89 ошибочно.

Дополнительная добыча нефти по очагу № 1 составила 57,6 тонн. Дополнительная добыча нефти на 1 м<sup>3</sup> закачки композиции нефтеПАВ составила 1,2 тонн.

Итого по первому очагу дополнительная добыча нефти оказалась на порядок ниже, чем по второму.

Такое сильное различие в технологическом эффекте может быть связано с тем, что среднегодовая обводнённость по очагу № 2 в 2016 году составляла 67,9 %, а по очагу № 1 – 73,6 %, т.е. на 5,7 % больше.

Надо также учитывать, что объём закачки нефтеПАВ в очаг № 1 был на 23 м<sup>3</sup> больше, чем в очаг № 2. Можно предположить, что участок нагнетательных скважин №№ 89 и 88 подвержен влиянию подошвенных и законтурных вод, так как воздействовать на естественные потоки через нагнетательные скважины очень сложно и снижение давления в районе добывающей скважины (как результат закачки нефтеПАВ) увеличит поток таких вод в её сторону.

В целом по двум очагам получен хороший технологический эффект от закачки нефтеПАВ. Дополнительная добыча нефти за 2016 год по двум очагам составила 2667,2 тонны. Среднегодовая обводнённость по первому очагу за 2016 год составила 73,6 %, что на 1,2 % меньше, чем в 2015 году, а по второму очагу среднегодовая обводнённость снизилась на 5,1 %.

Анализируя данные, полученные в результате расчётов и обобщая опыт применения нефтеПАВ по месторождениям НГДУ «Ишимбайнефть», можно предложить несколько способов повышения эффективности от закачки нефтеПАВ на месторождениях. Для более быстрого прорыва «кольца» оторочки в направлении добывающих скважин, на которые нагнетательная скважина влияла мало (вероятно, скважина № 86), необходимо увеличивать отбор по этим скважинам. Одновременно можно увеличить ширину оторочки в сторону наиболее влияющей скважины за счёт остановки добывающих скважин, на которые данная нагнетательная скважина влияет мало. Наиболее сильно реагирующие скважины при этом должны оставаться в работе. Этот механизм потокоотклонения основной при обработке очаговой скважины, естественно не исключая и воздействия потоков на окружающие скважины из других зон повышенного давления вне данного участка.

Обработке должна подвергаться скважина, наиболее сильно влияющая на добывающие, а остальные нагнетательные скважины должны оставаться в работе или же по части необходимо провести работы по увеличению приёмистости, т.к. именно за счёт закачки воды в них должна увеличиться добыча нефти за счёт потокоотклонения.

### ***Прогнозирование закачки нефтеПАВ***

Для прогнозирования закачки нефтеПАВ был выбран участок № 3 (нагнетательная скважина № 91). Для построения фактической кривой были использованы базовые данные по очагу № 1.

Расчёт дополнительной добычи нефти проводился на основании известной методики Камбарова Г.С., заключающейся в построении характеристик вытеснения. На рисунке 4 представлена характеристика вытеснения для объекта внедрения нефтеПАВ, которая достаточно наглядно показывает характер вытеснения нефти из продуктивного пласта. Кривые зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости (характеристики вытеснения) строились для каждого участка. На каждой характеристике выбирался базовый вариант, представляющий собой прямолинейный участок кривой, соответствующий данным добычи до закачивания композиции нефтеПАВ. Координаты точек этого прямолинейного участка определялась по эмпирической формуле Камбарова Г.С.

Таким образом, величина положительного отклонения в масштабе графика составила дополнительную добычу нефти. Дополнительная добыча нефти определялась по зависимости (12).

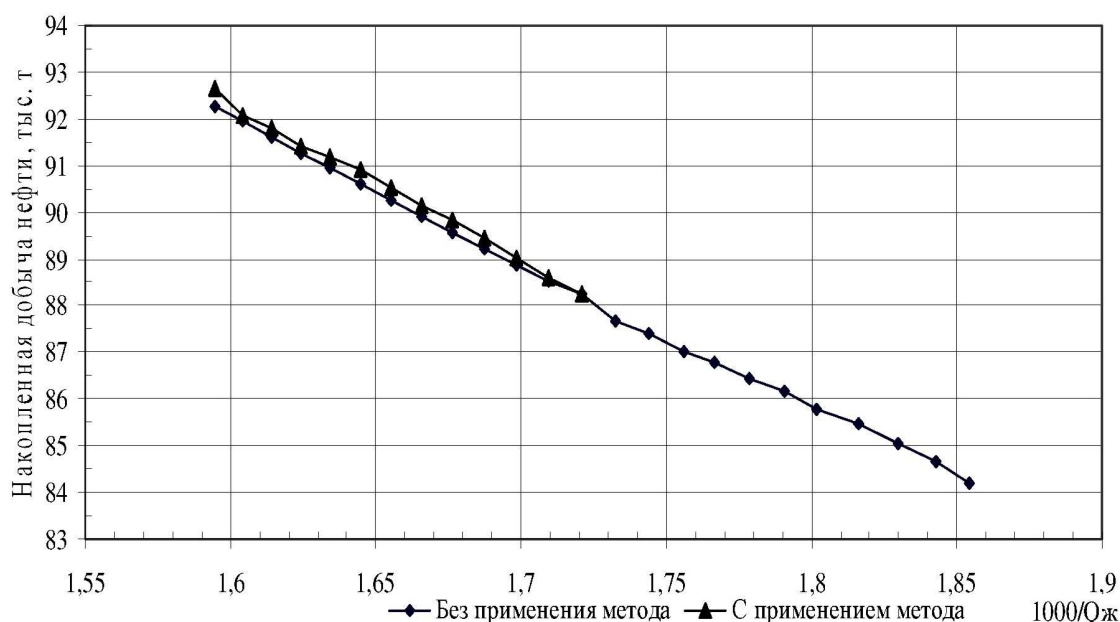


Рисунок 4 – Характеристика вытеснения Камбарова по очагу № 3 (дополнительная добыча нефти 340 тонн)

Анализируя рисунок 4, можно увидеть, что после проведения обработки происходит постепенное увеличение накопленной добычи нефти, отличающееся от базового варианта, что, в конечном итоге, привело к дополнительной добыче нефти, равной 340 тоннам.

На рисунке 5 приведена динамика обводнённости по очагу № 3.

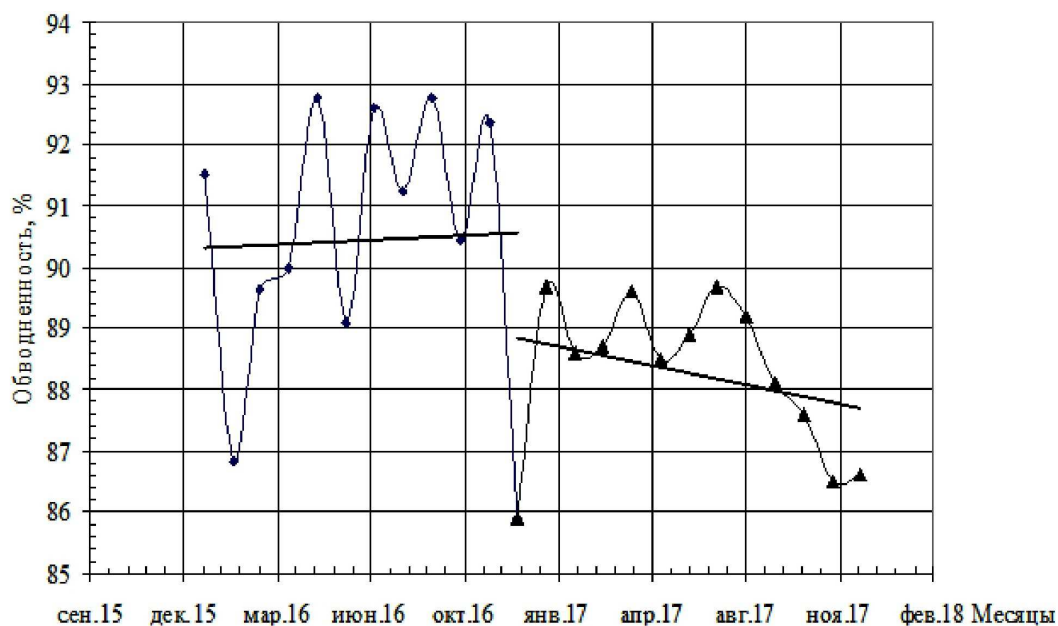


Рисунок 5 – Динамика обводнённости по очагу № 3

Из рисунка 5 также можно заметить, что произошло некоторое уменьшение обводнённости по очагу № 3 вследствие закачки нефтеПАВ.

### Литература:

1. Хатмуллин Ф.К., Назмиев И.М., Андреев В.Е. Геолого-технические особенности разработки нефтяных месторождений северо-запада Башкортостана. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 1999. – 284 с.
2. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 247 с.

3. Лозин Е.В. Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – 65 с.
4. Лозин Е.В. Эффективность доработки нефтяных месторождений. – Уфа : Башкнигоиздат, 1987. – 150 с.
5. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. – М. : Недра, 1978. – 278 с.
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
7. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложненными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
8. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов: методические указания по изучению дисциплины «Методы повышения нефтеотдачи пластов» для студентов всех форм обучения специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и бакалавров по направлению 131000 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2011. – 75 с.
9. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Разработка нефтяных месторождений: методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2015. – 39 с.
10. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 56 с.
11. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по изучению дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 44 с.
12. 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.
13. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Системы разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). – Краснодар : Изд-во КубГТУ, 2016. – 43 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
16. 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.
17. 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.

#### References:

1. Hatmullin F.K., Nazmiyev I.M., Andreyev V.E. Geological and technical features of development oil field of the northwest of Bashkortostan. – M. : JSC VNIIOENG, 1999. – 284 p.
2. Safonov E.N., Almayev R.H. Methods of extraction of residual oil on fields of Bashkortostan. – Ufa : RITs ANC «Bashneft», 1997. – 247 p.
3. Lozin E.V. Tectonics and oil-bearing capacity of platform Bashkortostan. – M. : VNIIOENG, 1994. – 65 p.
4. Lozin E.V. Efficiency of further development of oil fields. – Ufa : Bashkni-goizdat, 1987. – 150 p.
5. Gallyamov M.N., Rakhimkulov R.Sh. Increase in efficiency of operation of oil wells at a late stage of development of fields. – M. : Nedra, 1978. – 278 p.
6. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

7. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.
8. Antoniyadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Methods of increase in oil recovery of layers: methodical instructions on studying of discipline «Methods of increase in oil recovery of layers» for students of all forms of education of specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» and bachelors in the direction 131000 «Oil and gas business». – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2011. – 75 p.
9. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Development of oil fields : methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of training and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile). – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2015. – 39 p.
10. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions to a practical training on discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 56 p.
11. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions on studying of discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 44 p.
12. 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 : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.
13. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Systems of development and operation of oil and gas fields : methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Drilling of Oil and Gas Wells» profile). – Krasnodar : Publishing house of KubGTU, 2016. – 43 p.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
17. 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 : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.