

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
Кафедра разработки и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
« ____ » _____ 2017 г

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ВЛИЯНИЕ ПОТОКОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА
ОБВОДНЕННОСТЬ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Научный руководитель	_____	профессор, к.ф.-м.н.	Б.Б. Квеско
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Р.В. Чустеев
	подпись, дата		
Рецензент	_____	механик ЦДНГ 1	П.П. Исаев
	подпись, дата		

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
Кафедра разработки и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
« ____ » _____ 2017 г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме магистерской диссертации**

Студенту Чустееву Роману Владимировичу

Группа НМ15-05М

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Тема выпускной квалификационной работы: «Влияние потокоотклоняющих технологий на обводненность нефтяных скважин на примере Ванкорского месторождения».

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР профессор кафедры
РЭНГМ, канд. физ.-мат. наук Б.Б. Квеско

Исходные данные для ВКР: тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ ООО «РН-Ванкор», фондовая и периодическая литература, электронные ресурсы, пакет информации по геологической характеристике Ванкорского месторождения.

Перечень разделов ВКР:

Введение

1. Обзор литературы: Анализ существующих гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи

2. Основная часть

2.1 Влияние геолого-технологических факторов на процесс разработки

2.2 Основные факторы обводнения продукции скважины

2.3 Выбор потокоотклоняющих технологий

2.4 Характеристика Ванкорского месторождения

2.5 Влияние ПОТ на обводненность и динамику показателей скважин

2.6 Возможность применения усовершенствованной технологии СГДС+СПС

Заключение

Научный руководитель _____ профессор, к.ф.-м.н. Б.Б. Квеско
подпись, дата

Задание принял к исполнению _____ Р.В. Чустеев
подпись, дата

АННОТАЦИЯ

Обзор существующих гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. Потокотклоняющие технологии как наиболее эффективный метод увеличения нефтеотдачи коллекторов с изменением направления фильтрационных потоков. Анализ влияния потокотклоняющих технологий на обводненность нефтяных скважин в условиях Ванкорского месторождения.

В данной работе рассмотрены существующие гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи. Одним из методов повышения нефтеотдачи в неоднородных низкопроницаемых пластах рассмотрены потокотклоняющие технологии (ПОТ). На основе обзора методов сделан выбор наиболее эффективных технологий для увеличения нефтеотдачи пласта. Проанализирована динамика изменений показателей разработки добывающих скважин после применения ПОТ. Рассмотрена возможность применения усовершенствованной технологии на примере Ванкорского месторождения (пласт ЯК3-7).

ANNOTATION

Review of existing hydrodynamic methods of increasing oil recovery. Flow-deflecting technologies as the most effective method for increasing reservoir recovery with a change in the direction of filtration flows. Analysis of the influence of flow deflection technologies on the water cut of oil wells in the conditions of the Vankor field.

In this paper, we consider the existing hydrodynamic methods of increasing oil recovery. One of the methods for increasing oil recovery in inhomogeneous low permeable formations is the flow deflecting technologies (POT). Based on the review of methods, the choice of the most effective technologies for enhanced oil recovery is made. The dynamics of changes in the development indices of production wells after the application of POT is analyzed. The possibility of applying advanced technology to the example of the Vankor field (Yak3-7 layer) is considered.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Обзор литературы.....	7
1.1 Основные гидродинамические методы повышения нефтеотдачи месторождения.....	7
1.2 Основные методы потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости.....	9
1.2.1 Технология увеличения охвата пласта заводнением по площади.....	15
1.2.2 Технология выравнивания профиля приемистости.....	16
1.2.3 Технология изоляции притока воды по высокопроницаемым прослоям в добывающей скважине.....	18
1.2.4 Технология изоляции подошвенной воды.....	19
1.2.5 Технология очистки призабойной зоны пласта от капиллярно-связной воды.....	19
1.2.6 Технология декольматации призабойной зоны.....	20
2 Основная часть.....	24
2.1 Влияние геолого-технологических факторов на процесс разработки.....	24
2.2 Основные факторы обводнения продукции скважины.....	30
2.3 Выбор потокоотклоняющих технологий.....	33
2.4 Текущее состояние разработки Ванкорского месторождения.....	36
2.5 Пласт ЯК 3-7.....	39
2.5.1 Геолого-физическая характеристика пласта.....	39
2.5.2 Физико-гидродинамическая характеристика.....	39
2.5.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов.....	42
2.6 Технологии ПОТ возможные для применения на Ванкорском месторождении(ЯК 3-7).....	42
2.6.1 Выбор и обоснование первоочередной базовой ПОТ.....	42
2.6.2 Технологии на основе геле- и осадкообразующих композиций.....	47

2.6.3 Технологии на основе полимер-дисперсных систем.....	47
2.6.4 Технологии на основе обратных эмульсионных систем.....	48
2.6.5 Технологии, основанные на применении полимеров акриламида(СПС и их модификации).....	50
2.6.6 Технологии на основе дисперсных систем.....	51
2.6.ь Осадкообразующие технологии на основе неорганических реагентов.....	52
2.6.8 Технологии на основе биополимеров.....	53
2.ь Влияние ПОТ на обводненность и динамику показателей скважин Ванкорского месторождения.....	53
2.8 Возможность применения усовершенствованной технологии СГДС+СПС.....	58
Заключение.....	62
Список использованных источников.....	63

Введение

Потребление большого количества нефтепродуктов во всем мире растет из года в год, но эффективность извлечения флюида из нефтеносных пластов с помощью промышленных методов разработки во многих странах считается не удовлетворительной.

Средняя нефтеотдача пластов в мире составляет 25–40 %. Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии – 24–27 %, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40%. Остаточные запасы нефти достигают в среднем 55–75 % от первоначальных запасов ее в недрах.

Также в настоящее время увеличилось число месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Низкие коэффициенты нефтеотдачи обуславливаются недостатком необходимых технологий разработки труднодоступных залежей.

Исходя из этого, актуальной задачей в современном мире является применение новых технологий и методов повышения нефтеотдачи месторождений, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти невозможно.

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, проводятся лабораторные, научные и полевые исследования для выявления наиболее эффективных способов воздействия на пласт. Современные методы повышения нефтеизвлечения в той или иной степени базируются на заводнении.

Среди них можно выделить четыре основные группы:

- 1) гидродинамические методы – циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости;
- 2) физико-химические методы – заводнение с применением активных примесей (поверхностно-активных веществ, полимеров, щелочей, серной кислоты, диоксида углерода, мицеллярных растворов);

3) газовые методы – водогазовое циклическое воздействие, вытеснение нефти газом высокого давления;

4) тепловые методы – вытеснение нефти теплоносителями (горячей водой, паром), пароциклическая обработка, внутрипластовое горение, использование воды как терморастворителя нефти. [1]

Рассмотрим и проанализируем более подробно основные гидродинамические методы повышения нефтеотдачи месторождений.

В данной работе в качестве гидродинамических методов рассматривались методы изменения направлений фильтрационных потоков.

1 Обзор литературы

1.1 Основные гидродинамические методы повышения нефтеотдачи месторождений

Нестационарное (циклическое) заводнение.

Впервые гипотеза об эффективности нестационарного заводнения была сформулирована в конце 50-х гг. XX в. [2]. Данный метод впервые был применен на Губкинском месторождении Куйбышевской области в 1964 г., где дал хорошие результаты и в последующее время быстро распространился на другие месторождения Куйбышевской области и Татарской АССР. С начала 60-х гг. метод стали внедрять на нефтяных месторождениях Тюменской области (Усть-Балыкском, Западно-Сургутском и др.). Суть циклического метода воздействия заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, по проницаемости слоев и неравномерной их нефтенасыщенностью, вызванной этими видами неоднородности, искусственно создается нестационарное давление [3]. Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте, направленное на выравнивание насыщенности и устранение капиллярного неравновесия на контакте нефтенасыщенных и заводненных зон, участков, слоев. Возникновение знакопеременных значений давления между слоями разной насыщенности способствует ускорению капиллярной, противоточной пропитки водой нефтенасыщенных зон (слоев) – внедрению воды из заводненных зон в нефтенасыщенные по мелким порам и перетоку нефти. Данный метод заводнения используется на нефтяных месторождениях Татарии, Самарской области, Западной Сибири и т.д.

Форсированный отбор жидкостей.

Форсированный отбор жидкостей применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75 %. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиентов давления и скорости фильтрации,

обуславливающего вовлечение в разработку участков пласта и пропластков, не охваченных заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы [4]. Таким образом, технология проведения форсированного отбора жидкости заключается в постоянном увеличении отборов пластовой жидкости, за счет чего создается перепад давления между пропластками с различной проницаемостью. В результате нефть из нефтенасыщенного (низкопроницаемого) пропластка вовлекается в гидродинамический поток и выносится к добывающей скважине. В Западной Сибири этот метод повышения нефтеотдачи пластов применялся на Мегионском, Самотлорском, Мамонтовском, Усть-Балыкском, Приразломном, Приобском месторождениях [5, 6]. В последующие годы метод получил внедрение на месторождениях Апшеронского полуострова и в настоящее время используется на многих нефтепромыслах.

Метод перемены фильтрационных потоков.

Для вовлечения в разработку застойных, не охваченных заводнением зон пласта необходимо изменить общую гидродинамическую обстановку в нем, что достигается перераспределением отборов и закачки воды по скважинам [6]. В результате изменения закачки меняются направленность и величины градиентов давления, за счет чего на участки, ранее не охваченные заводнением, воздействуют более высокие градиенты давления, и нефть из них вытесняется в заводненную, проточную часть пластов, чем достигается увеличение нефтеотдачи. Но в отличие от циклического заводнения метод перемены направления фильтрационных потоков не требует обязательной остановки добывающих или нагнетательных скважин. При реализации метода наряду с изменением отбора и закачки практикуется периодическая остановка отдельных скважин или групп добывающих и нагнетательных скважин [4]. Скважины можно периодически останавливать через одну или парами. Метод предполагает одновременное ограничение отбора в одних скважинах и увеличение в других.

1.2 Основные методы потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости

Другим из способов повышения охвата пласта заводнением является применение потокоотклоняющих технологий, которые изменяют направление движения потока закачиваемых жидкостей. Это достигается за счет увеличения фильтрационного сопротивления обводненных участков пласта закачкой в него таких реагентов, которые в промытой зоне образуют различные тампонирующие пробки при смешивании с пластовой водой. При этом в высокообводненном прослое создается гидроизолирующий экран, который отклоняет потоки нагнетаемой в пласт воды в нефтенасыщенный прослой, повышая коэффициент извлечения нефти (КИН).[8]

В своей работе [9] Бадретдинов И.А, пишет, что потокоотклоняющая технология основана на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объёмов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды к добывающей скважине.

Потокоотклоняющие технологии, позволяют создавать прочные барьеры на пути фильтрации воды и повышать нефтеотдачу пластов за счёт увеличения коэффициента охвата, публикует в своей работе Каширина К.О. В основном данные технологии применяются на завершающей стадии разработки либо при решении задач связанных с ремонтно-изоляционными работами [10].

Обзор существующих ПОТ показал, что на сегодня существует более 400 технологий, но в основном используется около 100. Только за счёт применения ПОТ в период с 2006 по 2010 г., на российских месторождениях, проведено более 35 тысяч операций, что позволило получить дополнительно 53 млн. т. нефти. Так за 2010 г. было выполнено около 7 тыс. операций при этом дополнительная добыча нефти (ДДН) на скважину составила от 0,3 до 1,6 тысяч

тонн. За счет потокоотклоняющих технологий компаниями было добыто свыше 9,5 млн тонн нефти, это порядка 8% от общей ДДН за этот год [11].

Все основные ПОТ можно разделить на следующие группы:

- 1) полимерные, гелеобразующие и вязкоупругие составы;
- 2) дисперсные системы;
- 3) осадкообразующие составы;
- 4) микробиологическое воздействие.

Полимерное заводнение — один из наиболее перспективных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи с использованием водорастворимых ПАА. Механизм основан на снижении подвижности закачиваемой воды, выравнивания вязкости за счёт частичной адсорбции полимера на породе, создания остаточного фактора сопротивления, выравнивании фронта продвижения закачиваемой воды по площади заводнения и вертикальному разрезу продуктивного пласта (рисунок 1.1) [12].

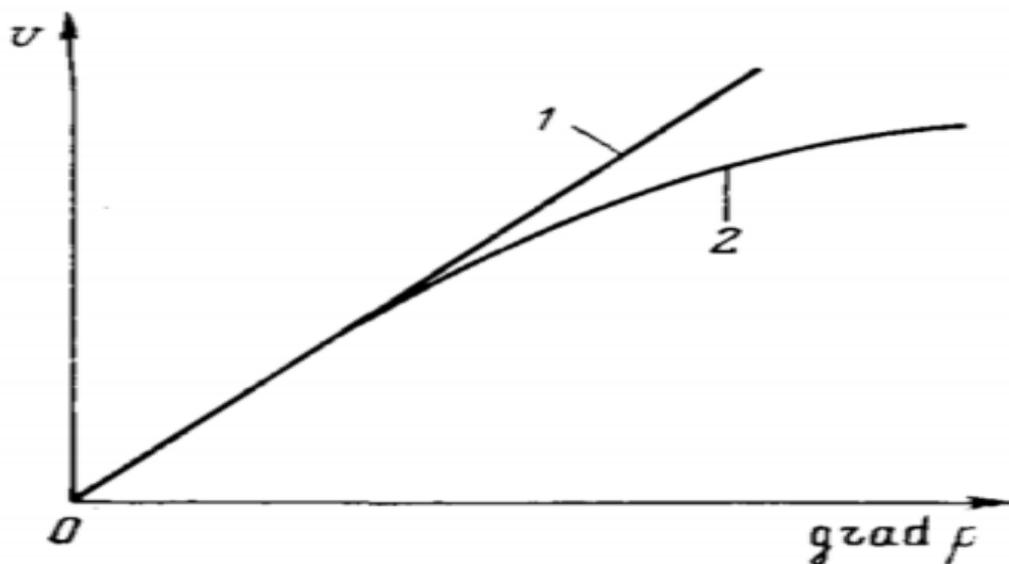


Рисунок 1.1 - зависимость скорости фильтрации от градиента давления для обычной воды (кривая 1) и для водного раствора полимера (кривая 2)

Гелеобразующие композиции — в основе технологии применения силикатных составов лежит способность силиката натрия взаимодействовать с ионами поливалентных металлов или другими агентами с образованием

водорастворимых осадков или гелеобразных систем. В скважину закачивается гелеобразная композиция, которая в начальный момент времени представляет собой маловязкую жидкость. После определенного промежутка времени происходит резкое возрастание кинематической вязкости до загустевания системы, т.е. раствор резко теряет текучесть и, непосредственно в пластовых условиях, превращается в гель, который способен блокировать обводненные интервалы пласта, ограничивая поступление воды в добывающую скважину (рисунок 1.2).

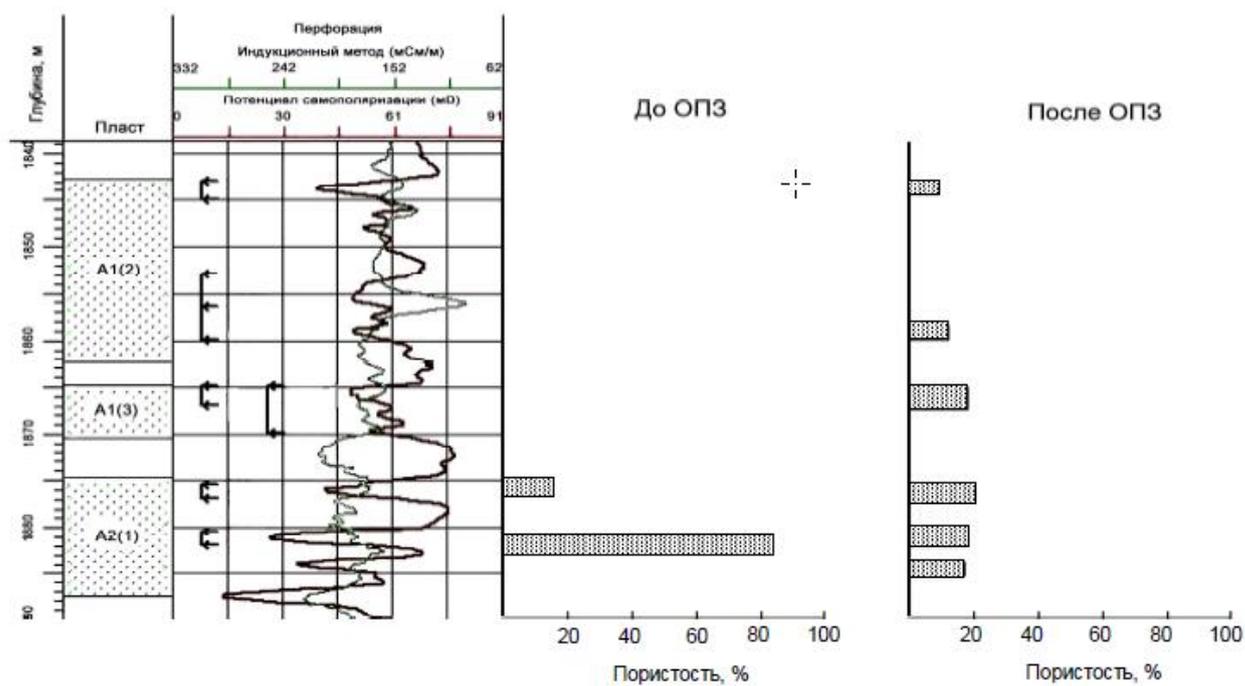


Рисунок 1.2 - Профиль приёмистости нагнетательной скв. 176 Северо-Покурского месторождения до и после обработки силикатным гелем

Микрогелевые полимерные системы (МГС). Одним из направлений развития полимерных технологий являются микрогелевые системы в виде коллоидно-дисперсных гелей. Механизм формирования коллоидно-дисперсных гелей основан на внутримолекулярной сшивке полимера солями алюминия. Особенностью композиции коллоидно-дисперсных систем по сравнению с другими полимерными растворами является формирование полимерных микрогелевых систем, обладающих высокой проникающей способностью в пористой среде, что позволяет изменять фильтрационные потоки в глубинных

зонах пласта (рисунок 1.3) [13].

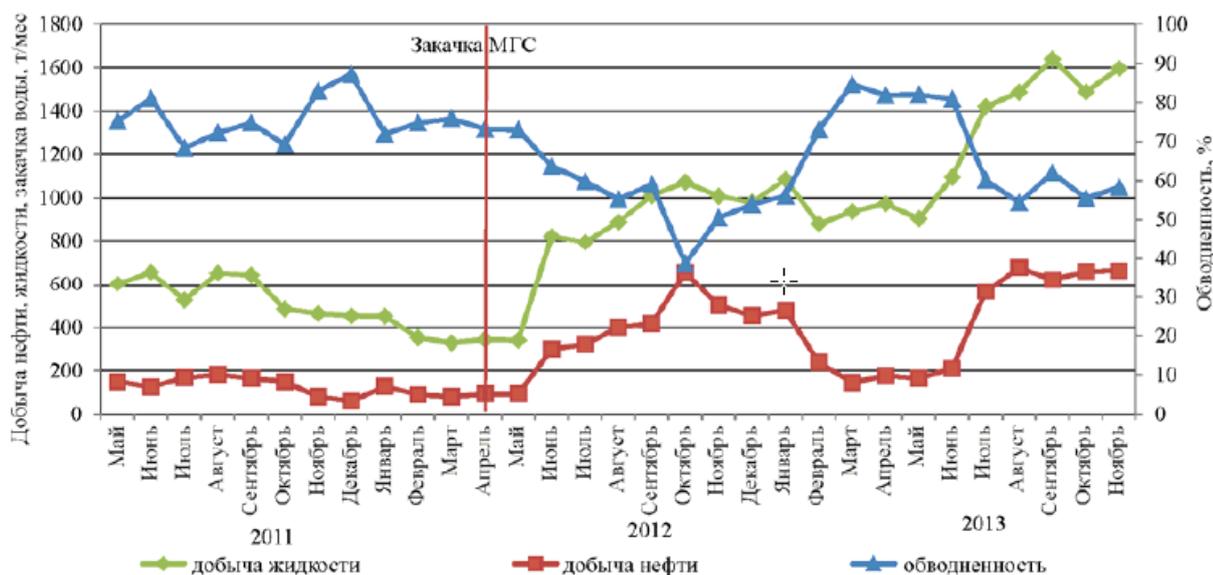


Рисунок 1.3 - динамика работы участка нагнетательной скв. 2540 НГДУ "Елховнефть" до и после обработки

Вязко-упругий состав – технология основана на использовании полиакриламида, проникая в промытые пропластки, полиакриламид взаимодействует со сшивателем и пластовой водой, образует эластичную массу, закупоривающую каналы и поры. В качестве водоизолирующих материалов используются порошкообразные материалы: измельченная резиновая крошка, каучуковая крошка, дисперсный кремнезем, водонабухающий порошок на основе акриловых полимеров [11].

В проектном институте ТатНИПИнефть разработан водонабухающий акриловый сополимер с маркировкой В 50Э. Технологию по его закачке рекомендуется проводить в скважинах с удельной приемистостью не менее 2 м³/(ч·МПа). В процессе выполнения этапа ОПР технология реализована в четырех скважинах ОАО «Татнефть» (таблица 1.1). В отличие от других вязко-упругих материалов, при закачке данного состава, не возникает трудностей при его закачке, как например, с резиновой крошкой, получаемой при переработке автомобильных шин, диаметр которой больше диаметра пор или равен ему, для закачивания в пласт необходимо повысить давление закачивания до величины,

обеспечивающей разрыв пласта или раскрытие трещин.

Таблица 1.1 – применение технологии В 50Э

НГДУ	№ скв-ны	Дата ремонта	Дебит нефти до/после ремонта т/сут	Объём продукции до/после ремонта, %	Доп. добыча нефти
Нурлатнефть	4703	11.08.12г	1.4/5.0	94/60	941
Нурлатнефть	1516а	15.08.12г	0.4/2.8	98/41	485
Лениногорскнефть	38370	18.09.12г	0.5/1.5	98/34	131
Лениногорскнефть	35784	29.11.12г	0/1.0	100/86	79

Таким образом, применение технологии водоизолирующей системы на основе суспензии порошка акрилового сополимера марки В 50Э в водном растворе ПАА марки DP9-8177, позволяющей сохранить тампонирующую способность в течение более продолжительного времени, наиболее перспективно в трещиновато-поровых и трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах [10].

Сшитые полимерные системы - технология основана на использовании медленно сшивающихся композиций полимер–сшиватель, проникающих вглубь пласта на значительные расстояния и, следовательно, позволяет эффективно регулировать распределение потоков в пластах даже при наличии гидродинамической связи между прослоями. В качестве сшивателя применялся ацетат хрома, в качестве полимера – аккатрол.

Полимер-дисперсные системы - принцип действия ПДС на нефтеводонасыщенную породу основывается на повышении фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора. Под воздействием ПДС в продуктивном пласте происходит перераспределение фильтрационных потоков

как по разрезу, так и по площади залежи, подключение в процесс разработки неработающих прослоев, в итоге увеличение конечной нефтеотдачи на 5% [8].

Биополимеры – являются полисахаридами как растительного, так и микробного происхождения. Практическая ценность биополимеров определяется, прежде всего, их способностью в малых концентрациях резко менять реологические свойства водных систем – повышать вязкость, образовывать гели. Биополимеры устойчивы при температурах до 100-120 С, а в некоторых случаях до 150 С. В этом направлении разработана технология на основе ксантановых биополимеров - технология «Ксантан», которая успешно применяется на месторождениях ПАО Татнефть. Условия применения: неоднородные терригенные или карбонатные коллектора порового или трещиновато-порового типа; проницаемость – не менее 0,1 мкм², вязкость нефти – от 4 до 300мПа·с, обводненность добываемой продукции до 98% [6].

Ниже в таблице 1.2 представлены результаты применения потокоотклоняющих технологий.

Таблица 1.2 – результаты применения ПОТ

Технология	Кол-во обработок	Доп. добыча тонн	Тип коллектора	Нефтяная компания
СПС	48	18800	Терр,карб	Татнефть
МГС	238	342000	Терр,карб	Татнефть
Гелеобр.состав	24	1ьь8ь	Терр,карб	Татнефть
БП-92	66	10300	Терр,карб	Татнефть
Латексно-полимерные композиции	24	54000	Терр,карб	Татнефть
Полимерные системы	13	6649	Терр,карб	Газпромнефть

Технологии применения этих систем направлены на перераспределение фильтрационных потоков закачиваемой воды. Однако общего подхода к

решению вопроса о перераспределении потоков воды в пласте не существует. В основном усилия направлены на выравнивание профиля приемистости (ВПП) нагнетательной скважины. Однако ВПП предполагает увеличение охвата пласта заводнением по толщине за счет искусственного уменьшения проницаемости высокопроницаемых зон, при этом в них остаются еще достаточные запасы нефти. Предлагаемый подход к применению технологий перераспределения потоков закачиваемой воды заключается в следующем. В первую очередь необходима выработка запасов нефти по площади в высокопроницаемом прослое. Только после того, как все возможные запасы будут выработаны, необходимо переходить на выработку менее проницаемых прослоев до полной выработки всего разреза месторождения. Но одной только технологией или системой эту задачу не решить. Необходимо применение комплекса технологий, направленных на увеличение охвата прослоя заводнением сначала по площади, затем по толщине. Комплекс эффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов путем перераспределения в нем фильтрационных потоков на поздней стадии разработки нефтяных месторождений включает:

- 1) увеличение охвата пласта заводнением по площади (УОПЗ);
- 2) выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин (ВПП);
- 3) изоляцию подошвенной воды (ИПВ);
- 4) изоляцию притока воды по высокопроницаемым прослоям в добывающей скважине (ИПВВП);
- 5) увеличение приемистости нагнетательной скважины;
- 6) гидрофобизацию призабойной зоны скважины.

1.2.1 Технология увеличения охвата пласта заводнением по площади

Технология увеличения охвата пласта заводнением по площади (УОПЗ) предусматривает создание низкопроницаемого экрана на пути фильтрации закачиваемой воды от нагнетательной скважины к добывающей, изменение

направления ее движения в нефтеносной зоне для вытеснения нефти к добывающим скважинам, что увеличивает охват пласта заводнением по площади. Промысловые испытания этой технологии с применением композиций на основе щелочного силикатного геля выполнялись на нефтяных месторождениях Республики Коми и Западной Сибири. Работы проводились в трех объединениях. Результаты представлены в таблице 1.3. Средняя удельная дополнительная добыча нефти от применения технологии УОПЗ составила более 1,7 тыс. тонн на одну скважино-операцию.

Таблица 1.3 – дополнительная добыча нефти от применения технологии УОПЗ

Объединение	Месторождение	Число обработок	Успешность, %	Доп. добыча нефти, тонн
ОАО «Сургутнефтегаз»	Конитловское, Родниковое, Рускинское	10	100	27715
ОАО «Ноябрьскнефтегаз»	Пограничное	1	100	1162
ОАО «Тэбукнефть»	Пашнинское, Джьерское, Западно-Тэбукское, Мичаюское, Северо-Савиноборское	13	100	12612
Итого		24	100	41489

1.2.2 Технология выравнивания профиля приемистости

Технология выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин композициями на основе силикатных гелей испытывалась на нефтяных месторождениях Западной Сибири, Татарстана, Пермской области. Работы проводились в девяти объединениях (таблица 1.4).

Технология ВПП ориентирована на перераспределение

гидродинамических потоков из высокопроводящей части коллектора в зону с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В процессе ВПП происходит замедление движения жидкости в высокопроводящей зоне и подключение в разработку слабо дренируемых пропластков. Средняя продолжительность эффекта ВПП 7–10 месяцев. Затем профиль приемистости возвращается в состояние, близкое к начальному.

Таблица 1.4 – дополнительная добыча нефти от применения технологии ВПП

Объединение	Месторождение	Число скважино-операций	Успешность, %	Дополнительная добыча нефти, т
ОАО «Красноленинскнефтегаз»	Талинское месторождение	16	100	39500
ОАО «Сургутнефтегаз»	Ершовское	8	100	45945
ОАО «Нижневартовскнефтегаз»	Самотлорское, Мыхпайское	27	100	119051
ТПП «Урайнефтегаз»	Даниловское, Мортымья-Тетеревское	11	100	99300
ОАО «Ноябрьскнефтегаз»	Западно-Ноябрьское, Муравленковское, Пограничное, Покамасовское, Урьевское	27	93	21299
ТПП «Лангепаснефтегаз»	Южно-Покачевское, Лас-Еганское и др.	29	100	41760
ОАО «Татнефть»	Ромашкинское	24	73	17787
ООО «Лукойл-Пермнефть»		31	94	31000

ОАО «Мегионнефтегаз»	Аригольское, Мегионское, Аганское, Южно-Аганское, Мыхпайское, Максимкинское, Ватинское, Северо-Покурское, Узунское, Покамасовское, Ново-Покурское	128	86	102148
Итого		301		517790

1.2.3 Технология изоляции притока воды по высокопроницаемым прослоям

Технология изоляции притока воды по высокопроницаемым прослоям в добывающей скважине (ИПВВП) композициями на основе щелочно-силикатного геля была испытана на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Казахстана. Работы проводились в пяти объединениях (таблица 1.5). Средняя удельная дополнительная добыча нефти от технологии ИПВВП составила более 800 т на одну скважино-операцию.

Таблица 1.5 – дополнительная добыча нефти от применения технологии ИПВВП

Объединение	Месторождение	Число обработок	Успешность %	Доп. добыча нефти, тонн
1	2	3	4	5
ОАО Нижневартовск нефтегаз	Самотлорское	1	100	1692
ОАО Сургутнефтегаз	Конитловское	1	100	1594

Окончание таблицы 1.5 – дополнительная добыча нефти от применения технологии ИПВВП

1	2	3	4	5
ОАО Ноябрьск- нефтегаз	Западно- Ноябрьское, Пограничное	12	93	12169
ТПП Лангепас- нефтегаз	Урьевское	1	100	411
ПФ УзеньМунайГаз	Узеньское и Карамандыбаское	187	95	154462
Итого		202		170328

1.2.4 Технология изоляции подошвенной воды

Технология изоляции подошвенной воды (ИПВ) в добывающих скважинах композициями на основе силикатных гелей была реализована одновременно с обработкой призабойной зоны (ОПЗ) на Самотлорском нефтяном месторождении ОАО «Нижневартовскнефтегаз». По этой комбинированной технологии были проведены семь скважино-операций и дополнительно получено 77431 т нефти. Удельная технологическая эффективность составила более 11 тысяч тонн дополнительно добытой нефти на одну скважино-операцию.

1.2.5 Технология очистки призабойной зоны пласта

Технология очистки призабойной зоны пласта от капиллярно-связанной воды с последующим изменением смачиваемости предусматривает удаление из низкопроницаемой зоны капиллярно-связанной воды и изменение смачивания этой зоны, что увеличивает поток нефти и сокращает поток воды. Промысловые испытания технологии выполнялись на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Татарстана. Работы проводились в пяти

объединениях (таблица 1.6). Средняя удельная дополнительная добыча нефти составила около 2,4 тыс. тонн на одну скважино-операцию.

Таблица 1.6 – дополнительная добыча нефти от применения технологии очистки ПЗП от капиллярно-связанной воды

Объединение	Месторождение	Число обработок	Успешность, %	Доп. добыча нефти, тонн
ОАО Нижневартовск-нефтегаз	Самотлорское, Мыхпайское	32	74,4	137594
ТПП Урайнефтегаз	Северо-Дониловское, Ловинское	16	87,5	41674
ОАО Ноябрьскнефтегаз	Западно-Ноябрьское	11	81,8	9747
ТПП Лангепаснефтегаз	Нивагальское, Ключевое	11	72,7	19922
ОАО Татнефть	Ромашкинское	22	59,1	10977
Итого		92		219914

1.2.6 Технология декольматации призабойной зоны пласта

Технология декольматации призабойной зоны пласта направлена на повышение нефтеотдачи пласта путем перераспределения потоков жидкости за счет увеличения проницаемости низкопроницаемых прослоев нагнетательных и добывающих скважин. Ее промысловые испытания выполнялись на нефтяных месторождениях Западной Сибири, Татарстана и Республики Коми. Работы проводились в шести объединениях, данные по четырем из них приведены в таблице 1.7. Средняя удельная дополнительная добыча нефти

составила более 600 т на одну скважино-операцию.

Таблица 1.7 – декольматация призабойной зоны

Объединение	Месторождение	Число обработок	Успешность%	Доп.добыча нефти, тонн
ОАО Нижневартовск-нефтегаз	Самотлорское	10	100	18772
ОАО Ноябрьскнефтегаз	Западно-Ноябрьское	6	93	6492
ОАО Тэбукнефть	Западно-Тэбукское, Пашнинское, Северо-Савиноборское	34	60	14947
ОАО Татнефть	Ромашкинское	27	95	7212
Итого		77		47423

Таким образом, в результате применения перечисленных технологий перераспределения потоков закачиваемой воды получено дополнительно 1074375 т нефти. Максимальная удельная технологическая эффективность достигается в результате применения комбинированной технологии изоляции подошвенной воды и составляет 11062 тонн дополнительно добытой нефти на одну скважино-операцию. Минимальной удельной технологической эффективностью характеризуется технология декольматации, дополнительно добыто 616 т нефти на одну скважино-операцию [12].

Далее рассмотрим условия применения гидродинамических методов регулирования охвата неоднородных пластов (таблица 1.8). Как видно из приведенной таблицы и результатов краткого обзора, гидродинамические

методы регулирования охвата пластов воздействием применимы лишь при определенных геолого-физических и технологических условиях, то есть не обладают универсальностью и не обеспечивают полный охват неоднородного пласта воздействием в условиях высокой обводненности добываемой жидкости.

Таблица 1.8 - Условия применения гидродинамических методов регулирования разработки

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условия оптимального применения по обводненности, %	Недостатки метода
Повышение давления нагнетания	увеличение градиента пластового давления	до 75-80	ограниченная возможность установленных мощностей ППД, разрыв пластов
Изменение направлений фильтрационных потоков	повышение охвата дренированием	до 75-80	возможность использования метода только на отдельных участках
Циклическая закачка и отбор	изменение градиента давления на границе неоднородных пластов	70-80	низкая эффективность на поздней стадии, невозможность использования при отсутствии гидродинамической связи между пластами
Форсирование отбора жидкости	увеличение градиента давления	75-80	селективность, невозможность повсеместного использования, ограниченность размеров зон воздействия
Выделение пластов в отдельный объект по коллекторским свойствам	уменьшение влияния неоднородности на охват воздействия заводнением	не ограничено	ограниченность применения
Уплотнение сетки скважин	увеличение градиента давления, подключение в работу несвязанных пластов	не более 80-90	значительные капитальные вложения на бурение и обустройство скважин.

2 Основная часть

2.1 Влияние геолого-технологических факторов на процесс разработки месторождения

Эффективность известных методов извлечения нефти обеспечивает конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) в пределах 0,25 – 0,45, что не достаточно для увеличения ресурсов нефти. Остаточные запасы достигают 55 – 75 % от первоначальных геологических запасов и представляют большой резерв увеличения извлекаемых ресурсов с применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Есть несколько причин неполного извлечения нефти при заводнении. Их можно разделить на три группы [13]:

- 1) Первая группа связана с капиллярно пористой структурой породы коллектора и с огромной суммарной поверхностью контакта нефти с породой. На поверхности породы всегда остается пленка нефти, не поддающаяся вытеснению нефти водой. Объем пленочной нефти может составлять 10 – 20 % от объема всей нефти в залеже. Кроме того 10 % нефти остается в пласте в виде капель, застрявших в сужениях капиллярных пор и трещин породы. Вытеснению капель препятствует градиент капиллярного давления, который в сотни, раз может превышать реально достижимые градиенты давления вытеснения нефти водой. Первая группа причин связана с негативным проявлением ионномолекулярных поверхностных сил на межфазных границах в системе нефть-вода-порода.
- 2) Вторая группа связана с различием таких параметров нефти и воды, как плотность и вязкость, что приводит к неравномерному продвижению фронта вытеснения нефти водой.
- 3) Третья группа связана с геолого-физической неоднородностью залежи (неоднородность строения и свойств породы на макро и микроуровнях) и проявляется в неполном ее охвате заводнением, при этом усиливается

дисперсия гидродинамических, энерго и массообменных процессов в пласте.

Совершенствование технологии системы заводнения при стационарном режиме основано на рассмотрении системы постоянных трубок тока, определяющих охват пласта воздействием. Для вовлечения в работу новых систем трубок тока необходимо изменить гидродинамический режим фильтрации, с помощью регулирования разработки заводнением, основными являются [14]:

- 1) применение повышенных давлений на линии нагнетания;
- 2) изменение направления фильтрационных потоков;
- 3) циклическое воздействие на пласт;
- 4) режим эксплуатации скважин;
- 5) выделение объектов разработки по коллекторским свойствам;
- 6) выбор сетки скважин и порядок разбуривания.

Применение повышенных давлений на линии нагнетания, близких к горным давлениям, на Бавлинском, Абдрахманском, Ромашкинском и Самотлорском месторождениям показали, что с увеличением депрессии на пласт происходит увеличение работающей толщины и коэффициента гидропроводности пласта за счет ослабления структурно механических свойств нефти в малопроницаемых пропластках. Среднее увеличение работающей толщины пласта при росте давления с 11 до 15 МПа составило 22,1 %. При повышении давления нагнетания до 23 – 25 МПа происходит вовлечение в работу менее продуктивных пропластков. С повышением давления нагнетания выше горного коэффициент охвата по толщине пласта увеличивается незначительно или остается на постоянном уровне при более интенсивном обводнении добываемой продукции. Ограничивающим фактором повышения давления является разрыв пласта, приводящий к образованию трещин и ухудшению условий для вытеснения нефти закачиваемой водой. На поздней стадии разработки низкая эффективность применения повышенных давлений нагнетания воды связана с образованием высокопроницаемых промытых зон,

по которым фильтруется основная масса воды, не оказывая положительного влияния на выработку малопроницаемых нефтесодержащих пропластков.

Неполный охват обводненного пласта воздействием полностью не устраняется и при таких методах регулирования, как изменение направления потоков или циклическое заводнение, хотя применение их приводит к увеличению отборов нефти на второй и третьей стадии разработки. На Ромашкинском и Самотлорском месторождениях применение циклического заводнения позволило дополнительно извлечь 136 тыс.т нефти, что на одну скважину составило 2520 т.

На увеличение выработки пластов после обводнения продукции скважин направлены методы форсирования отбора жидкости с применением высокопроизводительных насосов. С учетом условий применения метода нефтеотдача повышается на 2 – 3 %. Наиболее благоприятны для применения метода скважины, в которых процесс обводнения протекал равномерно и характеризовался низкими темпами.

Эффективность разработки месторождений также зависит от оптимальной сетки скважин и порядка разбуривания. В России принято двухстадийное разбуривание: первоначально разбуривается редкая сетка скважин с последующим избирательным уплотнением, с целью повышения охвата неоднородных пластов заводнением, увеличение конечной нефтеотдачи и стабилизации добычи нефти. Эффект уплотнения зависит от расчлененности объекта разработки, коллекторских характеристик совместно эксплуатируемых пластов и стадии разработки месторождения. Бурение дополнительных скважин на поздней стадии разработки месторождения сопровождается отрицательными последствиями в связи с быстрым продвижением контура нефтеносности и сокращением периода эксплуатации скважин по сравнению со сроками их физического износа. Не исключается опережающее обводнение пласта по высокопроницаемым пропласткам, и оставление неизвлеченных запасов нефти в малопроницаемых пластах или отдельных прослоях коллектора с разной проницаемостью.

Увеличение охвата малопроницаемых пластов заводнением при совместной разработке многопластовых залежей, можно добиться формирования объектов самостоятельной эксплуатации путем избирательного включения в них пластов с одинаковыми и близкими коллекторскими свойствами по всей толщине продуктивного пласта. Метод основывается на изменении неоднородности эксплуатационного объекта, состоящего из нескольких изолированных друг от друга пластов, различающихся по подвижности жидкостей, при котором не исключается и отключение из разработки пластов с высокими фильтрационными характеристиками для воды.

Полный охват пласта заводнением и конечная нефтеотдача резко снижаются при усилении степени геологической неоднородности разрабатываемых объектов. В неоднородных пластах нагнетаемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам, оставляя невытесненную нефть в малопроницаемых слоях, зонах. Современные методы регулирования заводнением залежей, основанные на гидродинамическом воздействии на пласт, способствуют увеличению охвата пласта воздействием не вовлеченных в разработку участков. Однако они эффективны лишь в определенных физико-геологических условиях. Наименование методов воздействующих на обводненные пласты с целью извлечения остаточной нефти представлено в таблице 2.1.

На поздних стадиях разработки залежей влияние гидродинамического воздействия на пласт является основным вследствие образования промытых зон, по которым фильтруется основной объем нефтевытесняющего агента, не оказывая влияния на менее проницаемые нефтенасыщенные пропластки. Этому способствует стабилизация КИН при современных методах заводнения на уровне 0,3 – 0,5 от балансовых запасов.

Таблица 2.1 - Условия применения основных методов регулирования разработки заводнением в обводненных пластах

Наименование метода	Принцип действия метода на увеличение охвата заводнением	Условие надежного применения метода при обводненности продукции, %	Недостатки метода
Повышение давления нагнетания	Увеличение градиента давления	До 75 - 85	Ограниченная возможность установленных мощностей для полного охвата пласта
Изменение направления потоков	Повышение охвата дренированием	До 75 - 85	Использование метода только на отдельных участках месторождения
Циклическая закачка и отбор	Изменение градиента пластового давления	70 - 80	Низкая эффективность в высокообводненных пластах на поздней стадии разработки
Форсирование отбора жидкости из пласта	Увеличение градиента давления	75 - 80	Неопределенность условий применения
Выделение пластов в отдельных объектах эксплуатации по коллекторским свойствам	Уменьшение влияния неоднородности пластов	Не ограничены	Применение метода только в литологически неоднородных пластах
Уплотнение сетки скважин	Увеличение градиента давления, перенос фронта вытеснения, интенсификация отбора жидкости из пласта	Не более 80 - 90	Высокая стоимость работ, быстрое продвижение фронта вытеснения, приводящее к сокращению периода эксплуатации скважин

Проанализировав классификацию факторов обводнения добывающих

скважин, представленную на рисунке 2.1, можно выделить две большие группы:

- 1) технические;
- 2) геолого-физические и технологические.

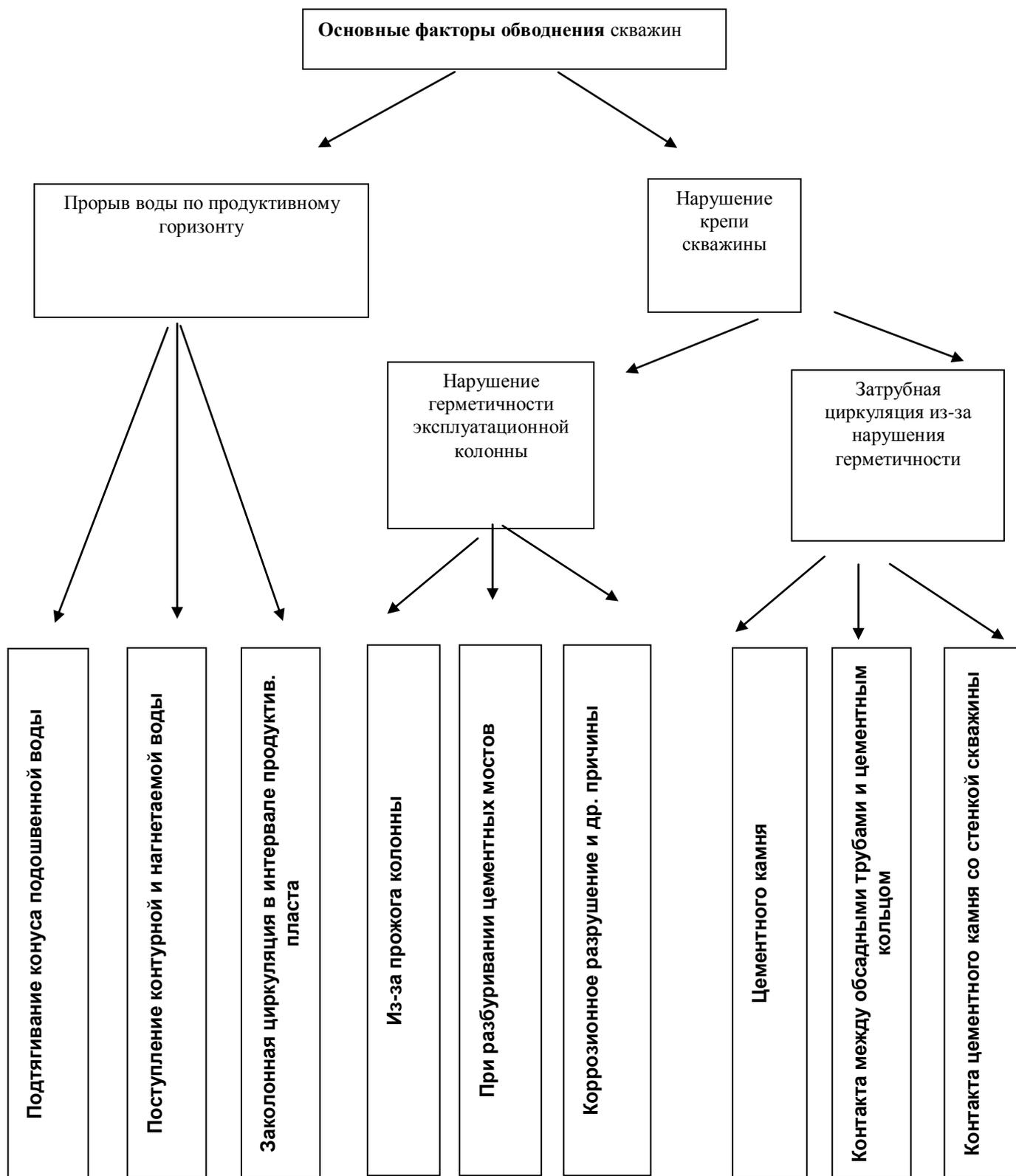


Рисунок 2.1 - Классификация основных факторов обводнения скважин

В техническую группу включены причины нарушения герметичности эксплуатационной колонны вследствие ослабления резьбовых соединений, коррозионное разрушение, прожиг электрическим током, механическое повреждение труб и нарушение крепи скважин выше продуктивного интервала. Методы восстановления технического состояния скважин включают цементирование заколонного пространства и ликвидацию нарушения обсадных колонн нагнетанием тампонирующего материала, установку перекрывающих устройств.

В технологическую группу включены причины связанные с обводнением скважин водой, поступающей по продуктивным пластам. При геологическом изучении крупнейших нефтяных месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири установлена изменчивость толщины песчаных прослоев, их коллекторских свойств и литологического состава.

2.2 Основные факторы обводнения продукции скважины

Неоднородность пластов по проницаемости – одна из главных причин неравномерного вытеснения нефти водой и преждевременного обводнения высокопроницаемых пропластков в добывающих скважинах при неполной выработке пластов.

По теории совместного притока нефти и воды в несовершенную скважину, вскрывшую неоднородный пласт с подошвенной водой, количественное соотношение притока нефти и воды описывается уравнением

$$Q_n/Q_g = (k_n \cdot \mu_g \cdot h_n) / (k_g \cdot \mu_n \cdot h_g), \quad (2.1)$$

где Q_n и Q_g – приток нефти и воды, k_n и k_g - коэффициент проницаемости нефтяной и водонефтяной части пласта, μ_n и μ_g – динамическая вязкость нефти и воды в пластовых условиях, h_n и h_g – толщина нефтенасыщенной и водонасыщенной части пласта. Согласно этой формуле относительное содержание воды в продукции скважин не зависит ни от степени вскрытия пласта, ни от депрессии, а является функцией соотношения толщин водо- и

нефтенасыщенных частей пласта, их проницаемости и вязкости жидкостей.

Увеличение продолжительности безводного периода эксплуатации указывает на наличие в литологически однородном пласте пропластков низкой проницаемости, имеет место внутрипластовая неоднородность по проницаемости, что подтверждается различной длительностью подъема водонефтяного контакта (ВНК) при одинаковом отборе жидкости из коллектора. По результатам анализа обводнения пластов Ромашкинского месторождения, установлены следующие этапы обводнения [13]:

- 1) появление и постоянный рост содержания воды в продукции;
- 2) резкое (скачкообразное) возрастание воды;
- 3) стабилизация обводненности.

Эти закономерности можно объяснить образованием микроканалов в заколонном пространстве вследствие разрушения глинистой корки в зоне контакта цементного камня с породой или в самом цементном камне. В период стабилизации обводнения размеры канала в сечении и толщина пласта-обводнителя не изменяются или изменяются незначительно. Рост обводненности продукции скважин соответствует резкому расширению путей притока вод и подключению новых обводненных пропластков. Разрушение материала, заполняющего заколонное пространство, будет продолжаться до тех пор, пока поверхность раздела нефть-вода вблизи скважины будет деформироваться. Ступенчатый характер возрастания обводненности продукции при постоянном отборе жидкости указывает на подключение в работу нового пласта-обводнителя.

Наличие неоднородных по проницаемости пропластков показывает, что качественное разобщение продуктивного пласта является первым этапом борьбы за увеличение охвата его воздействием, исключая преждевременное обводнение нефтесодержащих пропластков. Этот этап должен начаться в период строительства скважины. В связи с этим представляет интерес метод разобщения пластов с применением полимерцементных растворов с отверждающим фильтром.

Добыча нефти, основанная на отборе большого количества попутной воды, не является радикальным методом, ни с технологической, ни с экономической точки зрения. В определенный момент появляется противоречивость принципа регулирования разработки заводнением путем сочетания закачки воды при высоких давлениях нагнетания и форсированного отбора жидкости вследствие неравномерного обводнения залежи. На начальных стадиях это является высокоэффективным методом, обеспечивающим высокую нефтеотдачу при низких затратах на добычу нефти. Однако после вытеснения нефти из высокопроницаемых зон пласта дальнейшее увеличение объемов закачки и давления нагнетания приводит к резкому росту объемов попутно извлекаемой воды и, как следствие, повышению себестоимости добываемой продукции при значительных невыработанных запасах нефти в низкопроницаемой части коллектора и обширных водонефтяных зонах. Рациональное использование энергии закачиваемой воды для заводнения на поздней стадии разработки месторождений становится одним из основных условий извлечения остаточной нефти из обводненных пластов, так как в этот период весь фонд скважин требует проведения мероприятий по ограничению притока воды в добывающие скважины всего месторождения.

Наиболее вероятными причинами обводнения добываемой продукции, представленными на рисунке 2.2, являются прорыв контурных и закачиваемых вод по высокопроницаемым прослоям неоднородного коллектора в добывающие скважины, образование конусов подошвенной воды и поступление ее из смежных водонасыщенных пластов по заколонному пространству.

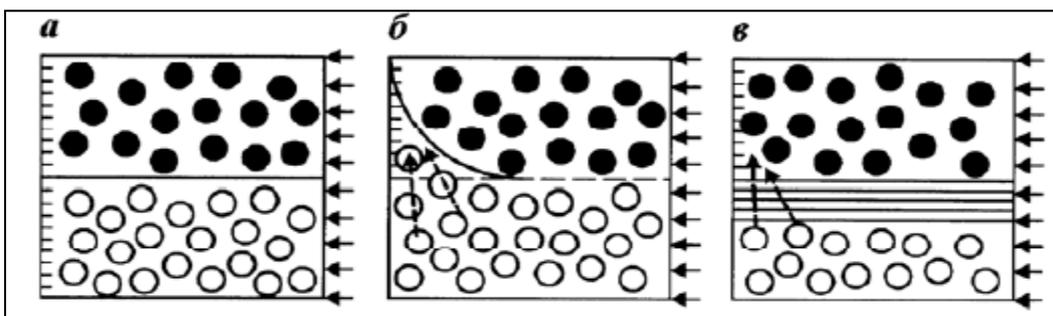


Рисунок 2.2 Схема поступления воды в добывающую скважину:
 а) поступление воды по двум пропласткам, б) образование конуса подошвенной воды, в) прорыв воды по заколонному пространству.

Комплексное решение проблемы рационального использования энергии закачиваемых вод для повышения нефтеотдачи пластов должно включать крупные технологические мероприятия:

- 1) качественное разобщение продуктивных пластов в процессе строительства;
- 2) ограничение притока воды в добывающие скважины путем проведения изоляционных работ;
- 3) ограничение движения воды в промытых высокопроницаемых пропластках нефтеводонасыщенного коллектора.

Регулирование процесса разработки в условиях прогрессирующего обводнения необходимо вести в двух взаимосвязанных направлениях:

- 1) снижение обводненности продукции скважин за счет вовлечения в более интенсивную разработку слабопроницаемых пластов, а также широкое внедрение средств по ограничению притока вод к забоям добывающих скважин и движения их по обводненным зонам;
- 2) обеспечение полноты выработки запасов обводнившихся пластов путем отбора большого количества жидкости.

2.3 Выбор потокоотклоняющих технологий

Одним из способов увеличения охвата пласта заводнением является создание потокоотклоняющих технологий, которые изменяют структуру потока пластовых жидкостей за счет увеличения фильтрационного сопротивления обводненных

участков пласта путем закачивания в пласт оторочек реагентов, которые в промытой зоне образуют прочные гели за счет их смешивания с пластовой водой. При этом в высокообводненном пропластке создается гидроизолирующий экран, который отклоняет потоки нагнетаемой в пласт воды в нефтенасыщенный пропласток, увеличивая степень нефтеизвлечения [15].

Эффективность доразработки нефтяных залежей и выбор методов воздействия на них с целью увеличения нефтеотдачи существенным образом зависят от достоверности информации об их фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС). Наиболее достоверную информацию о текущем состоянии разработки залежей дает трассирование фильтрационных потоков, которое заключается в закачке раствора индикатора в нагнетательные скважины вместе с нагнетаемой водой, отборе проб жидкости по окружающим добывающим скважинам с заданной периодичностью, определении в пробах отбираемой жидкости наличия концентрации индикаторов. В качестве индикаторов используют химэлементы, соли химсоединения, красители, стабильные радикалы, изотопы, пищевые продукты и их отходы. Для оценки влияния соседних нагнетательных скважин на одни и те же добывающие скважины выполняются полииндикаторные методы, основанные на закачивании в нагнетательные скважины растворов различных индикаторов [15].

В настоящее время программы по трассированию фильтрационных потоков включают два этапа: трассирование до и после работ. Трассирование перед работами позволяет осуществить обоснованный выбор объектов воздействия, видов и объемов потокоотклоняющих составов. Трассирование после работ дает возможность оценить степень и эффективность воздействия на залежь, а также, при необходимости, аргументировать повторное проведение мероприятий по данной технологии.

Потокоотклоняющие технологии осуществляются путем воздействия через нагнетательные скважины двумя подходами:

- 1) закачка сравнительно небольших объемов рабочих растворов химреагентов от сотен до нескольких тысяч кубических метров с охватом сравнительно большого фонда нагнетательных скважин и залежей;
- 2) закачка больших объемов рабочих растворов в обособленные участки месторождений, где работы ведутся долгосрочно по специальному разработанному проекту.

В зарубежной практике под методами увеличения нефтеотдачи понимается именно «проектный» вариант, тогда как в России в последнее десятилетие нефтяные компании практически полностью перешли на малообъемный вариант применения физико-химических МУН. В каждом из этих подходов имеются свои достоинства и недостатки. В первом случае (малообъемные закачки) к достоинствам можно отнести следующие моменты:

- возможность охвата большого количества месторождений и скважин на различных стадиях разработки и различными технологиями;

- малые затраты на внедрение, отсутствие капитальных затрат, использование передвижной мобильной техники;

- возможность оперативной реакции на конъюктуру рынка, в частности, на цены на нефть: при снижении цен объем работ можно легко снижать, а при повышении наоборот, увеличивать;

- выполнение проектных требований по внедрению физико-химических МУН по количеству скважинно-операций, охвату фонда;

К недостаткам первого подхода относятся:

- кратковременность действия, быстрое восстановление уровня обводненности продукции;

- малые технологические эффекты, а в ряде случаев неоднозначность и сомнительность результатов;

- увеличение только текущего коэффициента охвата, коэффициент вытеснения при этом, как правило, не увеличивается.

Достоинствами «проектного» подхода к внедрению МУН являются:

- внедрение надежных оправдывающих себя технологий;

- обеспечение в случае успеха большого прироста нефтеотдачи, вовлечение в разработку не извлекаемых при традиционном методе разработки запасов нефти за счет увеличения не только коэффициента охвата, но и коэффициента вытеснения;

- получение значительного технологического и экономического эффекта.

Проектный подход имеет также свои недостатки:

- необходимость капитальных затрат, использование дорогостоящих стационарных установок и значительного количества химреагентов;

- трудоемкость подготовительных работ, большие сроки реализации, отсутствие

возможности оперативной реакции на конъюктуру рынка;

- наличие риска получения отрицательных результатов и серьезного убытка;
- невозможность охвата воздействием большого количества месторождений и всего фонда скважин.

2.4 Текущее состояние разработки

Выделяют семь эксплуатационных объектов:

- двух нефтяных: Сд-IX и Нх-I, газонефтяного Як-III-VII, нефтегазовых: Як-I, Як-II, нефтегазоконденсатного: Нх-III-IV и газового: Дл-I-III;

Системы разработки:

объект Сд-IX (радиальная схема размещения горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м),

объект Нх-I (однорядная схема размещения горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами и длиной горизонтального участка 1000 м);

объект Як-III-VII (блочно-квадратная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами в центральной и южной частях 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м, по северной части залежи предполагается уплотнение блочно-квадратной схемы до 700 м, при длине горизонтального ствола 700 м);

объект Нх-III-IV (однорядная схема размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м);

объект Дл-I-III (избирательная схема размещения горизонтальных скважин с длиной ствола 300 метров),

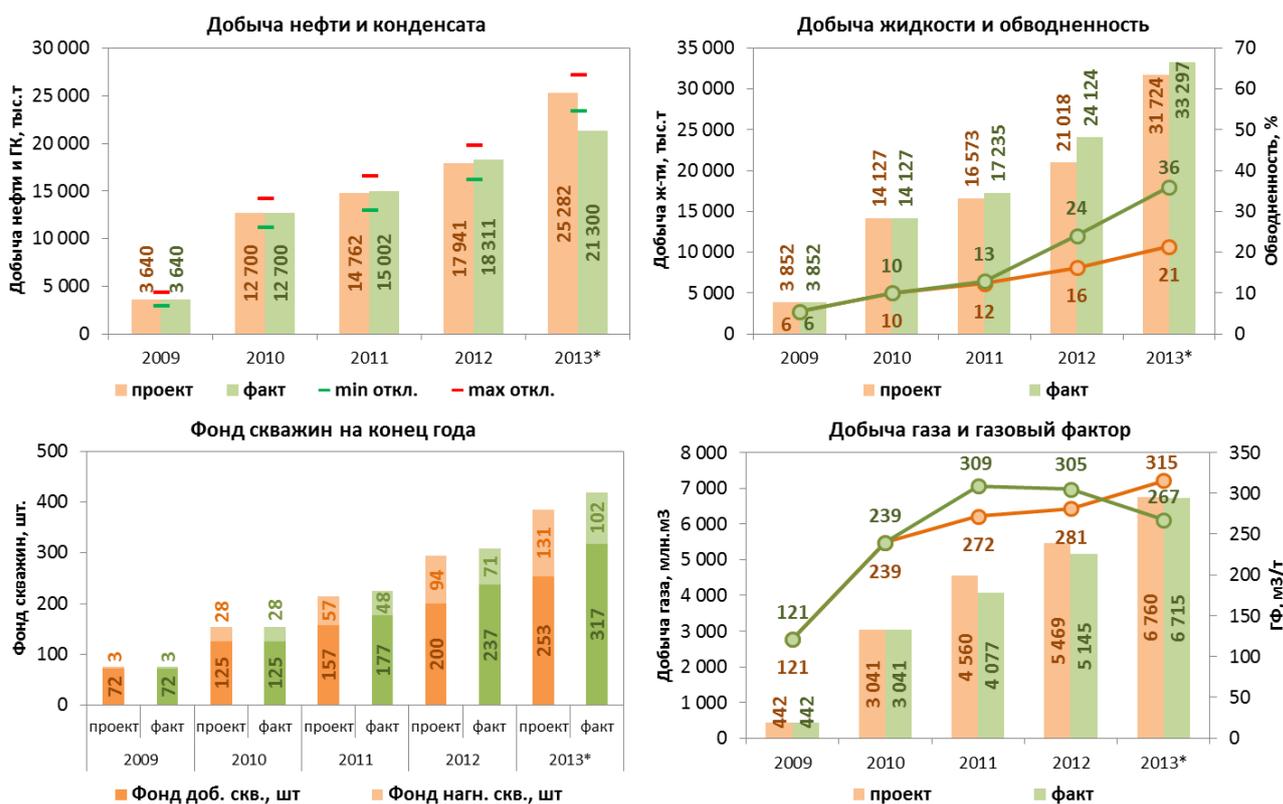
объекты Як-I, Як-II (избирательная схема размещения скважин, за счет перевода с нижележащего объекта Як-III-IV);

Общий фонд скважин – 586, в т.ч.: горизонтальных добывающих - 311, нагнетательных - 161 (из них горизонтальных – 51, наклонно-направленных нагнетательных – 110), газовых – 22, газонагнетательных – 6, водозаборных –

76, наблюдательных – 10; бурение 105 боковых горизонтальных стволов (длина ствола - 300 м);

Проектные показатели разработки Ванкорского месторождения

Текущее состояние разработки можно увидеть на рисунке 2.3.



*-Ожидаемый фактор

Рисунок 2.3 – Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Основной причиной снижения дебита нефти является рост обводненности связанный с конусообразованием и возможным продвижением в начале 2013 г. фронта нагнетания. Увеличение снижений про причине ГФ с августа 2012 г. связана с интенсивным вводом уплотняющих скважин. Так же основной причиной снижений является связанная пара причин Рпл и ГФ. Снижение Рпл ввиду позднего ввода системы ППД привел к формированию вторичной ГШ и прорыву газа в ряд добывающих скважин.

Основной причиной снижений нефти является снижение Рпл, что объясняется отсутствием закачки газа в ГШ в условиях приконтурного заводнения по центральной и южной частях, а также несформированной системой ППД в северной части залежи.

Максимальные проектные уровни:

- добычи нефти и ГК – 25 465 тыс.т. (2014 г.);
- добычи жидкости – 60 906 тыс.т. (2036 г.);
- добыча ПНГ – 6 898 млн.м³ (2015 г.);
- добыча природного газа – 2 666 млн.м³ (2018 г.);

Достижение КИН по месторождению по категории В+С1 – 0,434, по объектам представлен в таблице 2.1

Таблица 2.2 – КИН по пластам

	КИН	Кохв.	Квыт.
Як-III-VII	0,462	0,875	0,528
Нх-I	0,371	0,851	0,436
Нх-III-IV	0,407	0,786	0,518
Сд-IX	0,323	0,654	0,494

Вывод: На текущей стадии разработки выполнение проектных решений достигается за счет форсирования отборов пласта Як 3-7 (основного объекта), что приводит к преждевременному росту обводенности и соответствующему снижению дебита нефти скважин добывающего фонда.

Поздний запуск систем ППД (заводения и закачки газа) на объекта Нх 1 и Нх 3-4 сказывается в снижении пластового давления, что для пласта Нх 1 приводит к формированию вторичной газовой шапки негативно влияющей на разработку высокопродуктивной части залежи, для пласта Нх 3-4 к прорывам воды и газа по супер-коллектору.

2.5 Пласт як 3-ь

2.5.1 Геолого-физическая характеристика

Залежь пласта *Як-II-VII* является массивной с газовой шапкой, вскрыта на Северном и Южном куполах и опробована в 3 скважинах. На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м³/сутки на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,ьтыс.м³/сутки на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10. В скважине ВН-6 опробовано 4 объекта в интервале 1640-1688 м, из которых получен притоки нефти дебитом 21,7 - 74 мьсут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 мьсут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 мьсут получен из интервала 1686 - 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа.

Яковлевская свита исследована по керну, поднятому из 6-ти скважин: исследовано 110 образцов по пористости, 98 образцов по проницаемости и 41 образец - остаточная вода. Величины средних значений и диапазоны изменения параметров по ГИС, полученные в результате поточечной обработки, смещены в сторону больших значений. Для подсчета запасов и моделирования, по-видимому, взяты значения по ГИС.

2.5.2 Физико-гидродинамическая характеристика

Определение физико-гидродинамических характеристик пород яковлевской и нижнехетской свит Ванкорского месторождения проводились по данным фильтрационных исследований, выполненных в лабораториях: ООО

«РН-УфаНИПИнефть», ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», ОАО «ТомскНИПИнефть» и ВНИГНИ (г. Москва). В лабораториях ООО «РН-УфаНИПИнефть», ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» эксперименты проводились на установках УИК-5(2) и УИК-5(4), ВНИГНИ– установка многофазной фильтрации, ОАО «ТомскНИПИнефть» - автоматизированные установки CFS-830, FDES-650 компании «Coretest systems».

Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов изучались по следующим направлениям:

- характеристики вытеснения нефти водой (таблица 2.3)
- характеристики вытеснения нефти газом

Таблица 2.3 – Характеристика параметров по вытеснению нефти пластовой водой

Лаборатория	Проницаемость, мД			Содержание связанной воды, доли ед.			Коэффициент нефтенасыщенности						Коэффициент вытеснения, доли ед.		
	Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	Начальной, доли ед.			Остаточной, доли ед.			Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения
							Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения	Кол-во определений	Среднее значение	Интервал изменения			
Як-III-VII															
ООО "НК-Роснефть"-НТЦ	78	312,2	10,26-1276,6	78	0,295	0,178-0,467	78	0,705	0,533-0,822	78	0,319	0,294-0,342	78	0,540	0,381-0,642
ООО "РН-Уфанипинефть"	5	747,9	46,6-2495,4	5	0,251	0,177-0,335	5	0,749	0,665-0,823	5	0,302	0,237-0,332	5	0,591	0,501-0,712
ОАО «ТомскНИПИнефть»	36	520	28,9-3089,5	36	0,325	0,091-0,516	36	0,669	0,484-0,909	36	0,256	0,203-0,334	36	0,604	0,381-0,738
ВНИГНИ (г. Москва)	12	967,9	321,9-1633,3	12	0,113	0,087-0,134	12	0,887	0,866-0,913	12	0,385	0,357-0,424	12	0,565	0,51-0,595

2.5.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов

По результатам хроматографического анализа в компонентных составах жидкой и газовой фаз пластовой и разгазированной нефтей (таблица 1.6) сероводород отсутствует.

Нефтяной газ сухой. Коэффициент жирности составляет 3,2 %. Молярная доля метана в газе однократного разгазирования пласта Як-III-VII равна 94,2 %. Молекулярная масса пластовой нефти составляет 192,2 г/моль. По плотности (при однократном разгазировании) нефть пластов Як-III-VII относится к тяжелым (902,3 кг/м³). Вязкость нефти в пластовых равна 8,9 мПа·с. Нефть относится к средневязким.

Нефти пласта Як-II-VII являются смолистыми (6,7%), малопарафинистыми (2,7 %), малосернистыми (0,15 %) с низким выходом легких фракций (17% до 300 °С). Повышенная плотность нефти характерна для пластов группы Як всего региона.

2.6 Технологии, применяемые на Ванкорском месторождении

2.6.1 Разработка матрицы применимости ПОТ. Выбор и обоснование первоочередной базовой ПОТ

Основными параметрами, влияющими на возможность применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) и интенсификации добычи нефти являются особенности геолого-физического строения продуктивных пластов, текущее состояние их разработки, а также фактически полученные результаты от ранее проведенных работ на объектах разработки.

Трудно извлекаемые остаточные запасы нефти, доступные для извлечения с помощью технологий МУН делятся на два основных типа: расположенные в промытых водой зонах и сосредоточенные в плохо дренируемых областях (рисунок 2.4). В промытых зонах гидрофильных

или гидрофобных коллекторов остаточная нефть имеет повышенную плотность за счет обогащения асфальтеносмолистыми компонентами и находится либо в рассеянном состоянии, либо адсорбирована на породе коллектора (пленочная нефть). Применение МУН в промытых зонах основано на увеличении коэффициента вытеснения. Это обработка поверхностно-активными веществами (ПАВ), щелочью или ими одновременно (ASP) и т.д.).

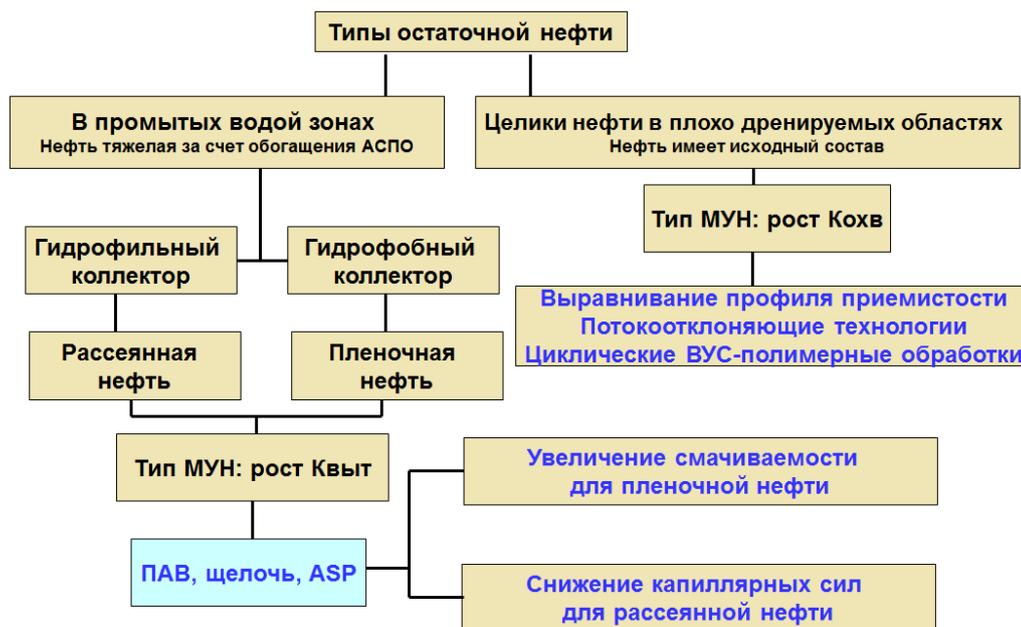


Рисунок 2.4 – Выбор технологии МУН в зависимости от структуры остаточных запасов нефти

Плохо дренируемые области с остаточной нефтью исходного состава вовлекаются в разработку с помощью МУН, повышающих коэффициент охвата. В таких областях используются методы, направленные на выравнивание профиля приемистости, потокоотклоняющие технологии, циклические ВУС-полимерные обработки.

В данной работе в качестве объектов для применения МУН и интенсификации добычи нефти на Ванкорском месторождении рассматривается объект Як-III-VII, разрабатываемый с применением системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды. Как отмечалось в разделе 1.2 отчета, геолого-физического строение и текущее

состояние разработки объекта Як-III-VII имеют ряд особенностей, которые необходимо учитывать при планировании физико-химического воздействия. С точки зрения воздействия на остаточные запасы можно выделить дополнительно следующие моменты.

1. Разработка залежи сетью горизонтальных и наклонно-вертикальных скважин, с применением гидроразрыва пласта для интенсификации темпов разработки залежи.

2. Высокие приемистости нагнетательных скважин, хотя и не превышающие расчетные величины, если исходить из горизонтальности стволов.

3. В настоящее время наблюдается интенсивное обводнение добываемой продукции при низком коэффициенте охвата продуктивного пласта заводнением.

4. Наличие значительных незатронутых заводнением запасов нефти при отставании темпов отбора извлекаемых запасов от темпов роста обводненности.

Эти особенности показывают на актуальность применения на объекте Як-III-VII в настоящее время в первую очередь технологий, направленных на увеличение охвата продуктивного пласта заводнением. При таких условиях закачиваемая вода фильтруется к забою добывающих скважин по трещинам и высокопроницаемым пропласткам, не совершая полезную работу по вытеснению нефти, т. е. наблюдается ее «холостая» циркуляция.

Существуют два принципиально отличающихся подхода к ликвидации «холостой» циркуляции нагнетаемой воды (рисунок 2.5). Повышения охвата пласта заводнением можно достигнуть за счет увеличения вязкости воды (полимерное заводнение) и снижения проницаемости по воде (потокотклоняющие технологии). При полимерном заводнении происходит выравнивание фронта вытеснения с проникновением полимера как в высокопроницаемые, так и в низкопроницаемые интервалы. В случае потокотклоняющих технологий целью является минимальное проникновение тампонажного материала в нефтенасыщенную низкопроницаемую часть,

изоляция трещин и высокопроницаемых каналов фильтрации (ВКФ) с последующей закачкой воды («малообъемный» вариант). Полимерное заводнение предполагает закачку больших объемов полимерного раствора (0,1-0,5 объема пор участка воздействия) причем, предпочтительно его внедрять с начала разработки. Потокоотклоняющие технологии применяются только при высокой обводненности добываемой жидкости.

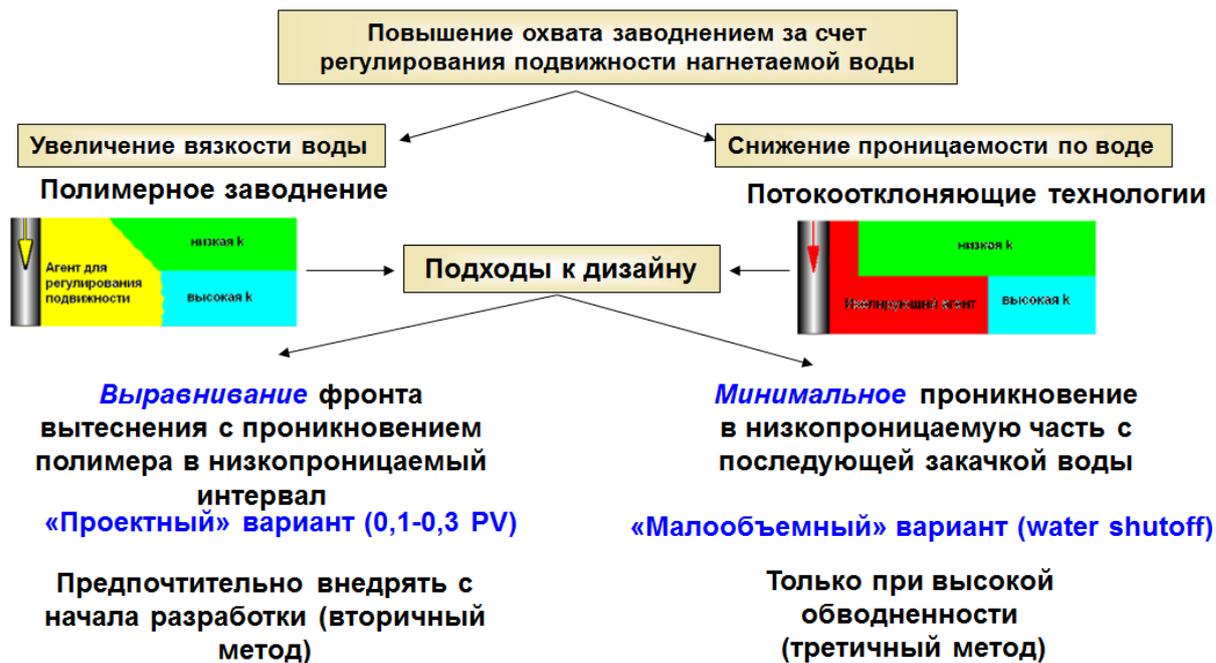


Рисунок 2.5 – Два принципиально отличающихся подхода к ликвидации холостой циркуляции нагнетаемой воды

С учетом перечисленных выше особенностей объекта ЯК-III-VII при выборе технологий воздействия на первом этапе рассмотрен вариант малообъемных закачек потокоотклоняющих составов.

Использование потокоотклоняющих технологий (ПОТ) направлено на повышение охвата пласта заводнением и перераспределение фильтрационных потоков в высокообводненных пропластках за счет закачки различных геле и осадкообразующих составов а также гелантов (сшивающихся полимерных гелей). Механизм действия потокоотклоняющих технологий в случае «малообъемного» варианта заключается в образовании объемного осадка или 3D-геля за счет геле-осадкообразования. В результате в водонасыщенном

интервале происходит рост фильтрационного сопротивления, а при последующем заводнении имеет место увеличение охвата пласта. При этом с помощью ПОТ возможно оказание воздействия как на призабойную зону пласта, так и в отдаленные участки. Таким образом, согласно современным представлениям выравнивание профиля притока (ВПП) является частным случаем потокоотклоняющих технологий (рисунок 2.6). Опыт применения различных ПОТ в различных геолого-физических условиях позволил сформулировать критерии применения потокоотклоняющих технологий в различных геолого-физических условиях. Критерии применимости ПОТ и их сравнение со средними значениями для объекта Як-III-VII приведены в таблице 2.4.

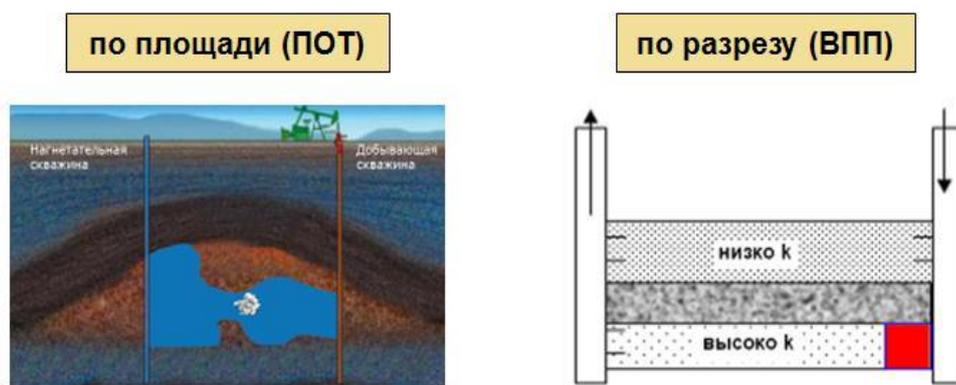


Рисунок 2.6 – Механизм увеличения охвата пласта при последующем заводнении в зависимости от применяемой ПОТ

Таблица 2.4 – Критерии применимости потокоотклоняющих технологий

Характеристика	Реком. интервал	Ср.знач. для Як-III-VII
Пластовая температура, °С	<120	34
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<500	8,9
Средняя проницаемость, мД	>20	480
Послойная неоднородность k_1/k_2 *	>4	9,4
	>4	9,4
Расчлененность K_p	>2	12,2
	≥2	12,2
Обводненность-отбор НИЗ, пункт %	>10	44
Обводненность, %	>70	68
Компенсация, %	~100	87

Согласно методологии выбора технологий воздействия, разработанной в ООО «РН-УфаНИПИнефть», по физико-химическим принципам воздействия на пласт потокоотклоняющие технологии можно разделить на следующие три группы, отличающиеся по эффективности водоизоляции в различных геолого-физических условиях.

2.6.2 Технологии на основе геле - и осадкообразующих композиций

К данной группе относятся технологии, основанные на использовании полиакриламида со сшивателем (закачка сшитых полимерных систем – СПС и их модификаций, поверхностно-активных полимерных систем – ПАПС, радиационно-сшитых полимеров (например, ГПС «Темпоскрин»), композиций на основе биополимеров, осадкообразующие составы на основе жидкого стекла, водорастворимых полиэлектролитов (закачка полимера Гивпан, ВПК-402), термогелеобразующих композиций. Для составов данной группы характерно водоизолирующее действие средней жесткости, т.е. по механическим характеристикам образующиеся гели и осадки занимают промежуточное положение между следующими двумя группами – полимердисперсными и эмульсионными системами.

2.6.3 Технологии на основе полимер-дисперсных и волокнисто-дисперсных систем

К данной группе относятся технологии, основанные на использовании различных макро-дисперсных наполнителей (бентонит, древесная мука, угольная пыль, резиновая крошка и т.д.), стабилизированных полимерами-флокулянтами, поверхностно-активными веществами, эмульгаторами (закачка полимер-дисперсной системы – ПДС, волокнисто-дисперсной системы - ВДС, эмульсионно-полимердисперсного состава - ЭПДС). Размеры дисперсных частиц в этих составах достигают микронной величины. Данная группа технологий характеризуется «жестким» водоизолирующим действием и

предназначена для тампонирования прежде всего трещиноватых каналов фильтрации воды. Однако необходимо иметь в виду, что в условиях горизонтальных скважин применение дисперсных систем может привести к необратимому блокированию горизонтальных участков с соответствующими последствиями. Кроме того, такие составы в силу их неоднородности и седиментационной нестабильности являются трудноуправляемыми с точки зрения дизайна.

2.6.4 Технологии на основании обратных эмульсионных систем

Данная группа технологий основана на использовании в качестве основных реагентов эмульгаторов (Нефтехим, Нефтенол–НЗ, Неонол, Синол ЭМ и др.) с добавками различных ПАВ для регулирования нефтеотмывающих свойств (закачка эмульсионных составов - ЭС, нефтеводных эмульсий - НВЭ, эмульсионно-суспензионных составов - ЭСС).

Необходимо отметить, что эмульсии при фильтрации через пористую среду практически полностью разрушаются из-за хроматографического разделения компонентов и характеризуются незначительной продолжительностью «жизни» в пласте. Именно в связи с этим их в основном применяют при пониженных температурах в низкопроницаемых пластах при отсутствии трещин и суперколлекторов с тем, чтобы избежать необратимого тампонирования коллекторов. Следует отметить, что эмульсии не способны надежно изолировать трещины. В связи с этим в условиях Ванкорского месторождения эмульсии могут применяться только в качестве временных, «жертвенных» систем для защиты нефтенасыщенных пропластков перед обработкой «сиьльными» полимерными гелями.

Таким образом, для данной группы составов характерно относительно «мягкое» водоизолирующее действие и они предназначены для применения в низкопроницаемых коллекторах при отсутствии трещин и суперколлекторов.

Поскольку в настоящее время на отраслевом рынке предлагаются десятки и сотни различных составов для водоизоляции, относящихся к каждой из перечисленных групп, при выборе технологий воздействия целесообразно оперировать понятием базовой технологии. Базовая технология – это определенный состав, относящийся к одной из вышеперечисленных групп, основанный на применении основного одного или нескольких химреагентов, обладающих определенными свойствами, на котором основан механизм геле- и осадкообразования. Введение различных дополнительных добавок в базовую технологию позволяет усилить те или иные свойства состава, и в результате получается конкретная модификация потокоотклоняющей технологии.

В первой группе можно выделить следующие базовые технологии: на основе полимеров акриламида, биополимеров, на основе синтетических водорастворимых полианионитов, на основе синтетических водорастворимых поликатионитов, на основе органических или неорганических соединений кремния, на основе неорганических осадкообразующих реагентов, термогелеобразующие составы и т.д.

Основным фактором, отменяющим применение термогелеобразующих составов (РВ-3П-1, Галка, Термогель), является низкая (34°C) температура объекта Як-III-VII.

При выборе технологий воздействия на первом этапе рассматриваются группы технологий и выбираются наиболее подходящие к конкретным геолого-физическим условиям группы технологий и составов. При этом в масштабах залежи могут быть востребованы два или даже все три группы составов, поскольку может стоять задача по водоизоляции различных по природе каналов фильтрации воды, которая требует применения составов различной жесткости, например, трещин и высокопроницаемых пропластков матрицы. На втором этапе выбираются базовые технологии, и на третьем этапе осуществляется окончательный выбор конкретной модификации технологии, соответствующей к геолого-физическим условиям залежи или участка воздействия в максимальной степени.

В соответствии с изложенной методологией выбора базовых технологий составлена матрица применимости различных модификаций для условий рассмотренных объектов воздействия и выделены технологии, наиболее подходящие по критериям применимости к геолого-физическим условиям объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения.

Таким образом, анализ применимости технологий на объекте Як-III-VII проводилось путем сравнения основных критериев применимости технологий с геолого-физическими условиями объекта. Кроме того учитывалось также технологичность и управляемость размещения композиций в пласте.

2.6.5 Технологии, основанные на применении полимеров акриламида (спс и их модификации)

Технология основана на сшивании макромолекул ПАА реагентом-сшивателем (ацетат хрома, хромкалиевые квасцы, бихромат калия и др.) в трехмерную гель, что позволяет значительно улучшить реологические свойства состава и повысить термическую стабильность. Химизм процесса достаточно хорошо изучен, технология адаптирована к условиям пластов многих месторождений. При добавлении в водный раствор полиакриламида (0,07-0,5 % масс.) сшивателя в соответствующих концентрациях происходит поперечная сшивка молекул полимера, благодаря чему вязкий раствор преобразуется в гелеобразную массу, более стойкую по отношению ко всем видам деструкции, способную жестко тампонировать водопромытые каналы. Жесткость состава регулируется концентрацией сшивателя и полимера. Так, для вязкоупругих составов (ВУС) концентрация ПАА увеличивается до значения 1.0 % мас., сшивателя до 0,15 % мас. Технология воздействия на пласт заключается в закачке заданного объема водного раствора ПАА со сшивателем определенной концентрации в нагнетательные скважины и его продавке оторочкой воды.

Полимерно-гелевый состав Темпоскрин представляет собой радиационно-сшитый полиакриламид, который при растворении в воде образует зернистый гель с повышенными реологическими свойствами. В

качестве сырья используется ПАА. Однако промышленные испытания технологии на Самотлорском месторождении (объект АВ 2-5), проведенные в 2014г. были неуспешными [21].

Таким образом, технология СПС на основе полимеров акриламида может быть рекомендован к применению в геолого-физических условиях объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения.

2.6.6 Технологии на основе дисперсных систем

Данные технологии включают в себя модификации на основе ПАА и бентонита (ПДС, МПДС), а также модификации на основе волокнисто-дисперсных систем (ВДС, АЦМ). Модификации на основе ПАА и бентонита (ПДС, МПДС) основаны на механизме уменьшения проницаемости обводненных интервалов пласта в результате осаждения дисперсных частиц на стенках пор вследствие флокулирующего действия ПАА. Прочностные характеристики ПДС и объем тампонирующей массы увеличиваются также за счет добавки различных модификаторов, например солей хрома, который сшивает молекулы ПАА.

В технологии ПДС и МПДС используются полиакриламиды любых марок, разрешенные к применению в технологических процессах добычи нефти, а также глинопорошок, применяемый при приготовлении буровых растворов и удовлетворяющей требованиям ОСТ-39-202-80 марок КЕ и КЕМ, ТУ 39-0147001-105-93 марок ПМБ.

В лаборатории РН-УфаНИПИнефть были протестированы полимер-дисперсные системы на основе ПАА марок PDA-1004, FP-107, FP-307 и бентонитового глинопорошка марки ПМБА (ГП) и их модификации с ацетатом хрома в различных соотношениях. Результаты показали возможность разработки различных вариантов технологии МПДС для применения на объектах с сетью вертикальных скважин. Однако в условиях горизонтального фонда скважин, как было отмечено выше, возможно неконтролируемое блокирование горизонтального ствола дисперсным составом. Это ограничивает

перспективу применения технологии ПДС и МПДС на объекте Як-III-VII Ванкорского месторождения.

2.6.7 Осадкообразующие технологии на основе неорганических реагентов

В качестве осадкообразующих составов используются сульфатно-содовая смесь (ССС), дисперсные осадкообразующие составы (ДООС), осадко- и гелеобразующие составы на основе жидкого стекла (ОГОС) и другие варианты, основанные на образовании в пластовых условиях неорганических осадков. Отрицательным моментом технологии СССР является образование сульфата кальция, что может привести к отложениям гипса. В связи с этим данная технология, несмотря на относительную дешевизну не получила широкого распространения.

Наиболее широко на месторождениях Западной Сибири применяется технология ДООС. Процедура обработки включает последовательную закачку в нагнетательные скважины водной суспензии дисперсного наполнителя – модифицированного бентонитового глинопорошка, закачку растворов фосфата натрия и хлорида кальция в качестве осадкообразователя. Закачка производится оторочками (циклами) указанных компонентов. Аналогичная процедура осадкообразования наблюдается также в технологии ОГОС, только осадкообразующим компонентом является натриевое жидкое стекло, причем используется как жидкое, так и порошкообразное товарные формы силикатов натрия. Отличительная черта осадкообразующих технологий – возможный необратимый тампонаж зон воздействия, что допустимо только на поздних стадиях разработки. Применение таких технологий как на ранней или средней стадии разработки, так и на горизонтальном фонде скважин нецелесообразно. Кроме того, относительно высокий расход реагентов потребует высоких затрат на транспортные расходы, что в условиях отдаленности месторождений не целесообразно.

2.6.8 Технологии на основе биополимеров

Технологии на основе закачки биополимеров (полисахариды и ксантаны, полученные биосинтезом) представляют собой закачку природных полисахаридов, как альтернативу применению синтетических полимеров. Основными преимуществами для данных технологий считается повышенная устойчивость к деструкции различного характера и устойчивость к минеральной агрессии при высокой минерализации вод.

Однако высокая стоимость товарного реагента ограничивает применение данной технологии. Производимый в России товарный биополимер марки БП-92 представляет собой маточный раствор (содержание полисахарида не более 1% масс.), что накладывает определенные трудности по доставке на отдаленные месторождения и усложняет логистику обработки скважин. Кроме того, биополимеры подвержены биодеструкции, что требует применения биоцидов и соответственно приводит к удорожанию. Совокупность перечисленных факторов не позволяет рекомендовать данную технологию к применению в условиях объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения.

2.7 Влияние ПОТ на обводненность и динамику показателей скважин

Фрагмент карты текущих отборов с указанием очага обработанных нагнетательных скважин 379, 380 объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения (обозначены красным треугольником) приведен на рисунке 5.1. Результаты интегрального расчета технологической эффективности от проведенного ВПП по очагу скважин 379, 380 объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения приведены на рисунке 5.2 и в таблице 5.3. Из динамики показателей разработки участка (рисунок 5.2.) видно, что наблюдающееся сразу после проведения обработки снижение уровня обводненности продукции сменилось плавным ростом в июне и июле 2016 года. Однако текущее значение обводненности по состоянию на 01.11.2016 г. все еще ниже прогнозного уровня. При этом суммарный отбор жидкости также постепенно увеличивался,

что и привело к тенденции увеличения обводненности. При расчете по участку в целом дополнительная добыча нефти от снижения обводненности составила 56951,5 т, дополнительная добыча нефти от изменения отборов жидкости составила 59608,9 т, *суммарная дополнительная добыча от обработки составила 116560,4 т.*

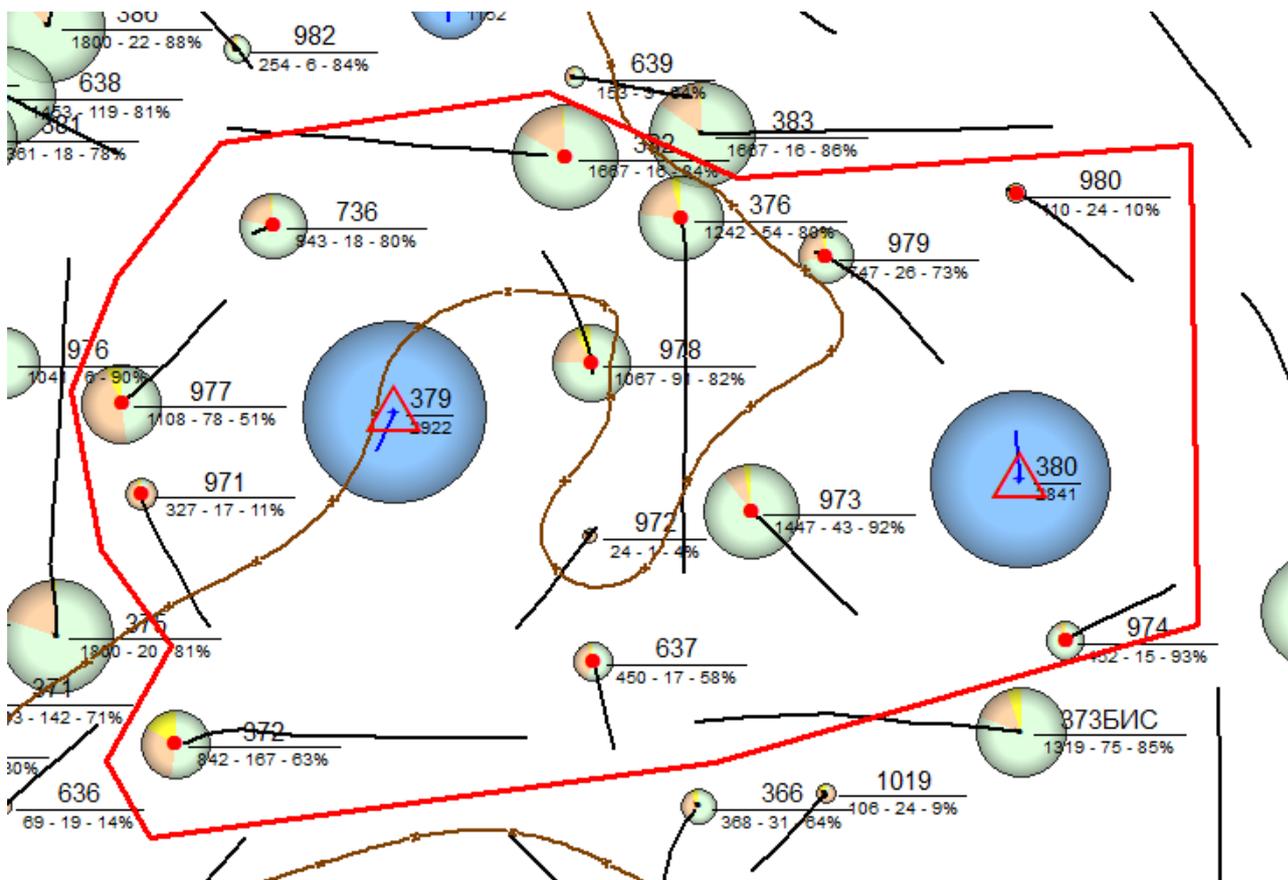


Рисунок 5.1 – Фрагмент карты текущих отборов на 01.11.2016 г объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения с указанием очага обработанных нагнетательных скважин 379, 380 (обозначены красными треугольниками).

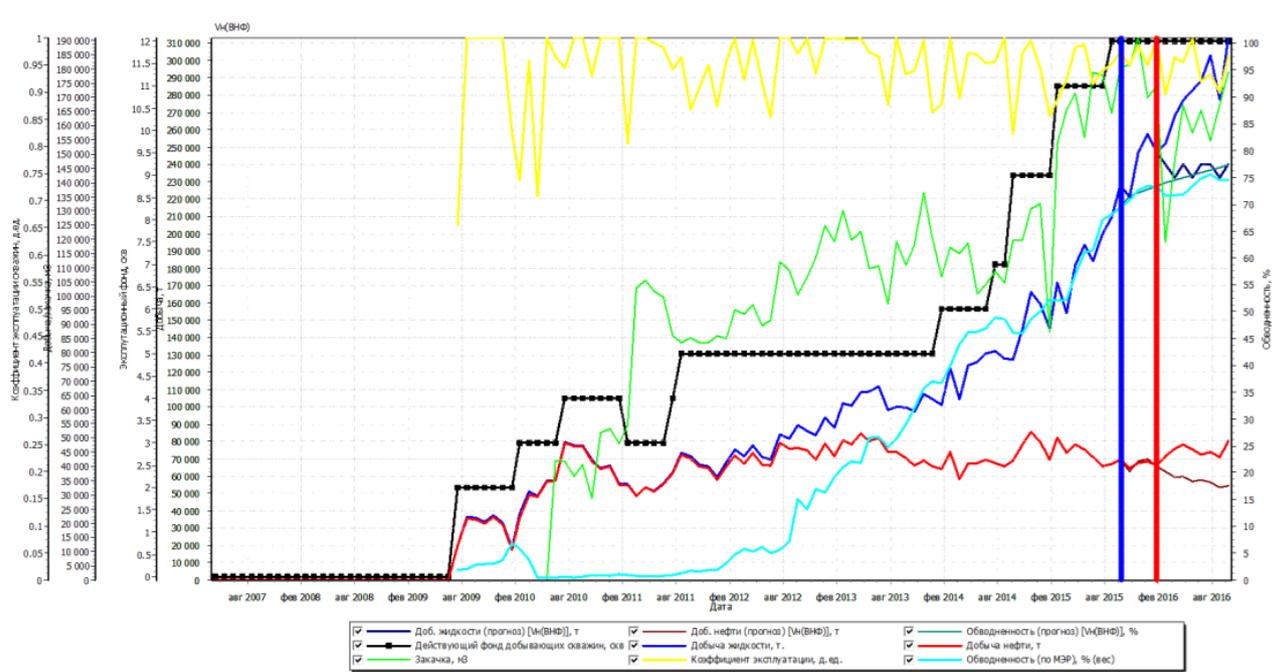


Рисунок 5.2 – Динамика показателей разработки участка скважин 379, 380 пласта Як-III-VII Ванкорского месторождения.

Таким образом, в целом по участку скважин 379 и 380 подтверждается тезис о том, что полная изоляция ВКФ на участке воздействия, идентифицированная по стабилизации давления закачки ГПС, позволила не только снизить обводненность добываемой жидкости, но и интенсифицировать отбор жидкости с соответствующим значительным положительным эффектом. В этом плане представляет большой практический интерес анализ показателей разработки по отдельным скважинам.

Сводные результаты поскважинного расчета технологической эффективности от обработок нагнетательных скважин 379, 380 объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения по состоянию на 01.11.2016 г. приведены в таблице 5.4.

Таблица 2.5 – Результаты поскважинного расчета технологической эффективности от обработок нагнетательных скважин 379, 380 по состоянию на 01.11.2016 г.

№ скв.	Общая доп. добыча, т	Доп. добыча за счет снижения обводненности, т	Доп. добыча за счет изменения отборов жидкости, т	Длительность эффекта, мес.
372	7353.4	3682.6	3670.8	7
376	5381.2	6026.2	-645.1	6
382	10504.4	5092.0	5412.4	4
637	4072.7	-6450.4	10523.2	-
736	11649.3	7234.1	4415.2	продолжается
971	-5957.0	-1826.4	-4130.7	-
973	6258.4	4679.8	1578.6	продолжается
974	-693.2	-5509.1	4815.9	-
977	23579.2	26549.6	-2970.4	продолжается
978	17853.9	13443.4	4410.4	продолжается
979	2488.0	592.2	1895.8	6
980	-849.0	-583.3	-265.7	-
Всего	81641.2	52930.6	28710.6	

Как следует из табл. 2.5, максимальная дополнительная добыча нефти за отчетный период по снижению обводненности наблюдается по скважине 977 (26,6 тыс. т.). Значительные эффекты получены также по реагирующим скважинам 978 (13,4 тыс. т.), 376 (6,0 тыс. т.) и 382 (5,1 тыс. т.), 736 (7,2 тыс. т.), 973 (4,7 тыс.т.). По добывающей скважине 977 наблюдается значительное снижение уровня обводненности с небольшими потерями по жидкости, что в совокупности и дал значительный положительный технологический эффект. Как видно из рис. 2.7, снижение обводненности по скважине 977 по текущему состоянию составляет 16,4 % по сравнению со значением обводненности до обработки и эффект продолжается.

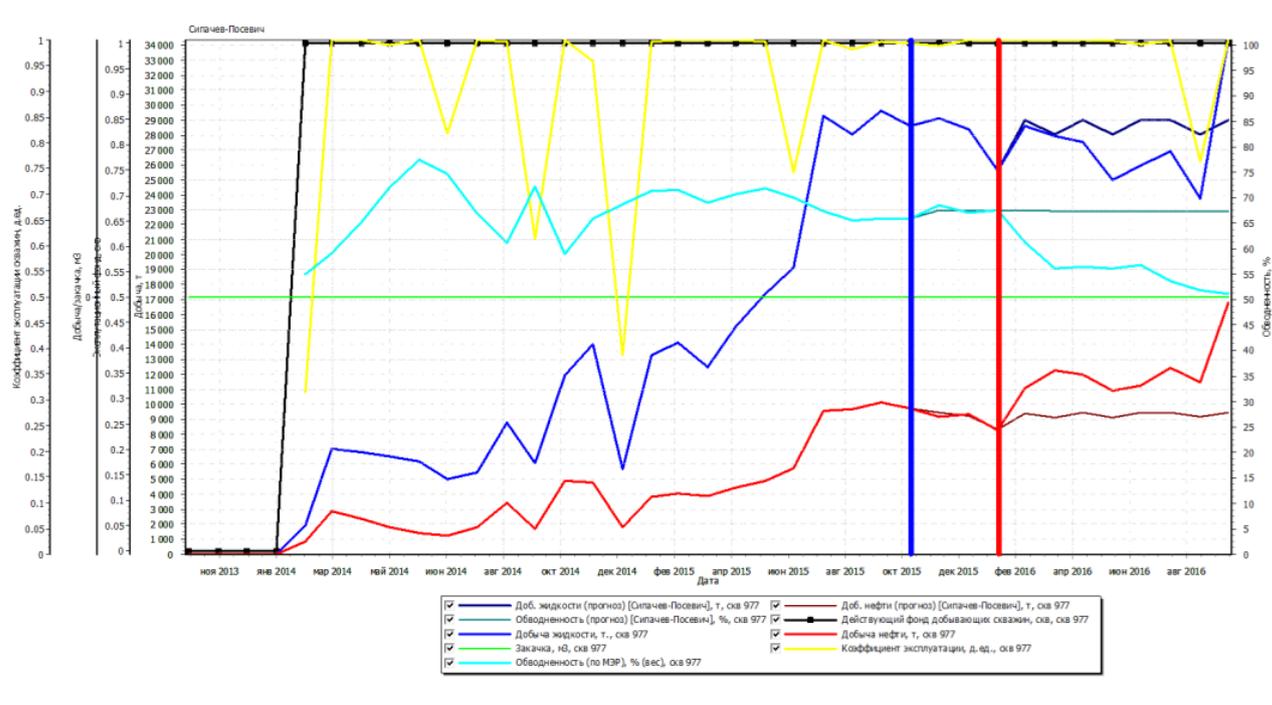


Рисунок 2.7 – Динамика показателей разработки скважины 977

По скважине 978 наблюдается снижение уровня обводненности от базовых значений. В июле 2016 была длительная остановка в работе скважины (~ 200 ч.). Не смотря на остановку в работе скважины, отбор жидкости за месяц был увеличен на 13 тыс. тонн по сравнению с июнем 2016, что привело к росту доп. добычи нефти. Сохранение отборов на таком же уровне, несомненно, приведет к росту обводненности в следующем месяце, не смотря на то, что по текущему состоянию наблюдается стабилизация уровня обводненности (рисунок 2.8). Суммарный эффект на 01.11.2016 положительный и продолжается.

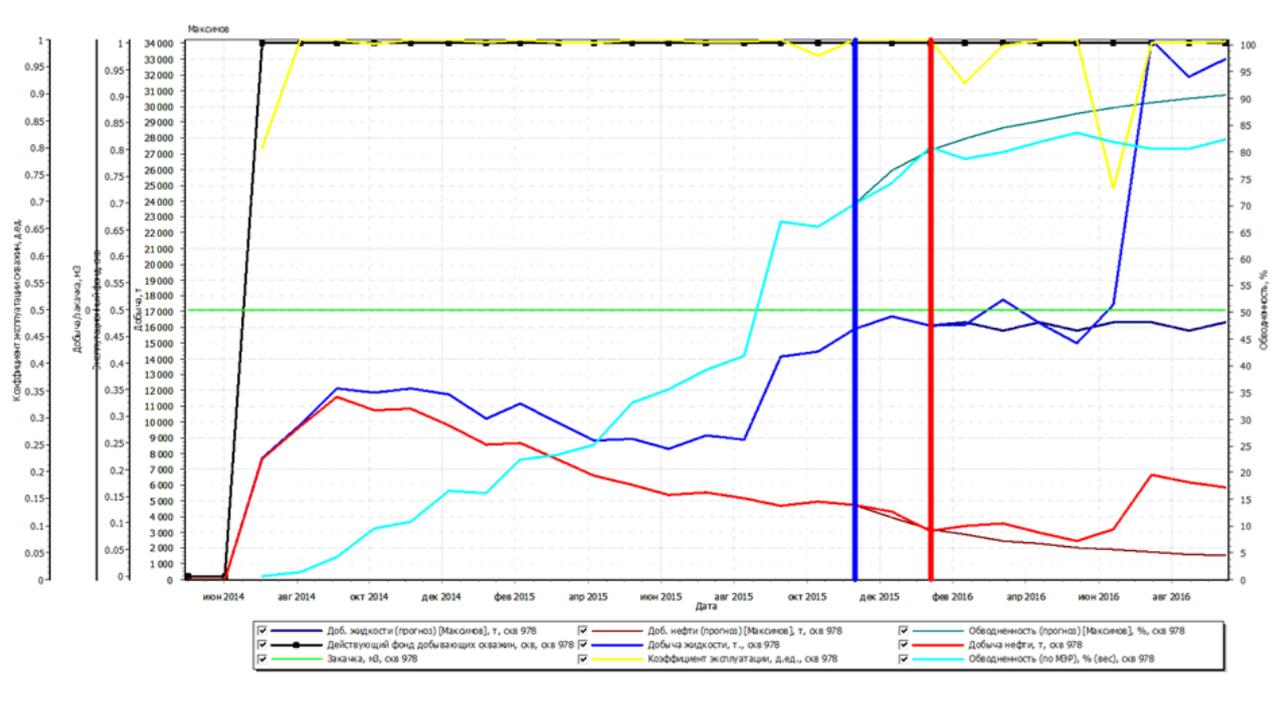


Рисунок 2.8 – Динамика показателей разработки скважины 978 пласта Як-III-VII Ванкорского месторождения.

2.8 Возможность применения усовершенствованной технологии СГДС+СПС

С целью повышения эффективности выравнивания фильтрационной неоднородности трещиновато-поровых коллекторов и коллекторов с техногенными трещинами, предложена комплексная двухэтапная технология закачки сшитых гель дисперсных составов и сшитых полимерных составов (СГДС+СПС).

Технология СПС успешно используется на Ванкорском месторождении, поэтому усовершенствование данной технологии является, на мой взгляд, приоритетной задачей.

На первом этапе для упрочнения структуры и заполнения техногенных и естественных трещин, закачивается полимерная композиция, содержащая СГДС. Эта композиция выполняет роль уплотнителя. На втором этапе, для создания гидродинамических сопротивлений в высокопроницаемых прослоях коллектора, закачивается композиция СПС.

Для получения СГДС используются такие марки полимеров и сшивателей, что бы примерно половина полимеров растворилась в растворе и перешло внутрь пласта для дальнейшего гелеобразования, а вторая половина набухла и выполняла роль эластичного наполнителя.

Данный эластичный наполнитель имеет легкую способность к деформации, плотность близкую к растворителю, что обеспечивает отсутствие седиментации и более плотную упаковку. Пример заполнения СГДС+СПС показан на рисунке 2.9.

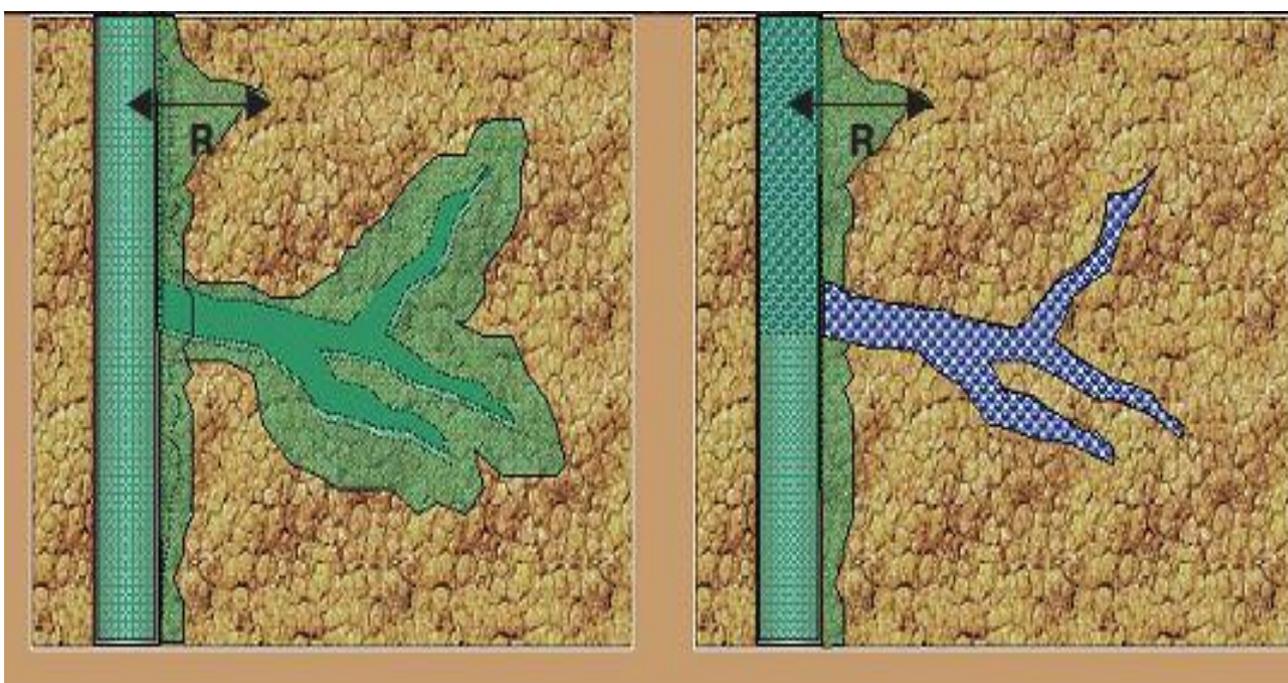


Рисунок 2.9 – Закачка композиции СПС(слева) и комплексная закачка композиций СПС+СГДС

Данная технология позволяет сократить объемы закачиваемых реагентов. Это удалось добиться тем, что фильтрация СГДС в поровом пространстве затруднена и она полностью заполняет трещины не фильтруясь внутрь, тем самым сокращая объемы закачки.

Геолого-технические условия, присущие Ванкорскому месторождению, а конкретно пласту ЯКЗ-7, вполне позволяют нам использовать данную технологию. СПС широко применяется в данный момент на месторождении, и довольно успешно, что можно увидеть на сводной таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Результаты поскважинного расчета технологической эффективности от обработок нагнетательных скважин 379, 380 по состоянию на 01.11.2016 г.

№ скв.	Общая доп. добыча, т	Доп. добыча за счет снижения обводненности, т	Доп. добыча за счет изменения отборов жидкости, т	Длительность эффекта, мес.
372	7353.4	3682.6	3670.8	7
376	5381.2	6026.2	-645.1	6
382	10504.4	5092.0	5412.4	4
637	4072.7	-6450.4	10523.2	-
736	11649.3	7234.1	4415.2	продолжается
971	-5957.0	-1826.4	-4130.7	-
973	6258.4	4679.8	1578.6	продолжается
974	-693.2	-5509.1	4815.9	-
977	23579.2	26549.6	-2970.4	продолжается
978	17853.9	13443.4	4410.4	продолжается
979	2488.0	592.2	1895.8	6
980	-849.0	-583.3	-265.7	-
Всего	81641.2	52930.6	28710.6	

Из таблицы выше мы видим, что технология СПС дает положительный результат не только уменьшая обводненность добываемой продукции, а так же дополнительную добычу, за счет изменения отборов жидкости из ранее не вовлеченных в разработку пропластков.

Технологический эффект по показателю дополнительной добычи нефти складывается из двух составляющих:

- 1) дополнительная добыча нефти за счет изменения темпов отбора жидкости;
- 2) дополнительная добыча за счет МУН (за счет снижения обводненности продукции).

Общая дополнительная добыча нефти равна алгебраической сумме этих двух составляющих. Расчет технологической эффективности применения технологии осуществлен как в целом по участку, так и по отдельным добывающим скважинам с разделением эффекта за счет снижения обводненности и за счет изменения темпов отбора жидкости.

Технология СГДС+СПС даст тот же результат, что и СПС, так как основной композицией для создания гидродинамических сопротивлений

остается СПС. Но при использовании усовершенствованной технологии мы выигрываем в экономическом плане, за счет уменьшения объемов закачки, соответственно за те же деньги, мы можем обработать большее количество участков, и тем самым получить большую дополнительную добычу.

Заключение

Анализируя данные показателей разработки добывающих скважин после обработки потокоотклоняющими технологиями (ПОТ), а так же их влияние на обводненность продукции, можно сделать вывод, что ПОТ являются передовыми при добычи нефти в высокообводненных залежах. С их применением возможно не только понижение обводненности на десятки процентов, но так же и получение дополнительной добычи за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пропластков. Дальнейшее развитие потокоотклоняющих технологий базируется на усовершенствовании технологии организации ПОТ. Примером этого является технология СПС+СГДС.

Список использованных источников

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
4. Акульшин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1989. – 480 с.
5. Овнатанов С.Т., Карапетов К.А. Форсированный отбор жидкости. – М.: Недра, 1967. – 131 с.
6. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика: учеб. пособие / под общ. ред. Л.С. Лейбензона. – М.; Л.: Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.
7. Старковский А.В. Комплексное применение физико-химических технологий воздействия для увеличения нефтеотдачи пластов. Нефтяное хозяйство.05.2011
8. Бадретдинов И.А. Классификация методов увеличения нефтеотдачи Нефтегазовая геология. Теория и практика.2014. –Т.9. – №1.
9. Каширина К.О. Обзор отечественного и зарубежного опыта применения потооклоняющих технологий. Научный форум Сибирь. том 2. г.Тюмень
10. Шелепов В.В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС // Бурение и нефть. – 2011. – №11. – С. 8-12.
11. Никитина А. Технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов // Нефтегазовая Вертикаль. 2014. №10. С. 24–26.
- Алтунина Л. К., Кувшинов В.А., «Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений» – РАН ИОХ, 2006
12. Газизов А.Ш., Газизов А.А., «Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах» – Недра – бизнесцентр, 1999
13. Христианович С. А., Коваленко Ю. Ф., «О повышении нефтеотдачи нефтяных пластов» – Нефтяное хозяйство, №10, 1988

14. Утегалиев С. А., Дузбаев С. К., « Физико-химические МУН – высокоэффективные средства доизвлечения остаточной нефти» - ОАО «Казмунайгаз», 2005
15. Вертухайте А.В., Давыдов М.Н., «Инновация гелеобразующих технологий» – автореферат диссертация, Казань, 2006