

**А.А. РУЧКИН,
А.К. ЯГАФАРОВ**

***ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ
ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА
САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ***

Тюмень 2005

УДК 622.245.64
Р1
ISBN 5-88131-393-3

А. А. Ручкин, А. К. Ягафаров
Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2005. - 165 с., ил.

Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении

В книге на примере Самотлорского газонефтяного месторождения в Западной Сибири, по результатам гидродинамических и геофизических исследований, проанализирован механизм воздействия технологий по выравниванию профилей приёмистости (ВПП) на прискважинную зону пластов в нагнетательных скважинах. Рассмотрены закономерности влияния различных типов композиций по ВПП на изменение характера профилей приемистости. Приведена новая методика определения оптимального объема применения методов ВПП при различной периодичности и охвате участков воздействием этими методами. Показаны возможности новой потокоотклоняющей технологии увеличения нефтеотдачи пластов с генерированием пенных систем в пластовых условиях.

Книга предназначена для инженерно-технических работников, научных сотрудников, занимающихся вопросами повышения нефтеотдачи пластов, а также для студентов старших курсов по профилю - разработка нефтяных и газовых месторождений и нефтепромысловая геология.

Табл. 14, ил. 63, список лит. – 78 назим.

Optimization of application EOR technologies on Samotlor field

In this book on an example of Samotlor oil field in Western Siberia, by results of hydrodynamic and geophysic studies, the dodge of affecting of technologies on leveling of profiles of injectivity in injection wells are analysed. Laws of influencing of various types of compositions on variation of nature of input profiles with the purpose of perfection of selection of technologies for supply of integrated approach of affecting on a stratum are reviewed. The new method of application of definition of optimum bulk of application of EOR methods is resulted at various periodicity and coverage of leases by affecting by these methods. Opportunities of new EOR technology with generating foamy systems under reservoir conditions are demonstrated.

The book is intended for technical officers, the scientific employees, prosecute by subjects EOR, and also for students of the senior rates on a profile - development oil and gas fields and oil field geology.

Под редакцией: доктора геолого-минералогических наук, академика РАН Ягафарова А.К.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Основные факторы, оказывающие влияние на снижение эффективности нефтеизвлечения из высокообводненных пластов Самотлорского месторождения	7
1.1 Характерные особенности текущего состояния разработки Самотлорского месторождения.....	7
1.2 Техногенные факторы, влияющие на доизвлечение остаточных запасов нефти.....	13
1.3 Типы и происхождение трещиноватости.....	14
2 Опыт применения химических и газовых методов повышения нефтеотдачи пластов на Самотлорском месторождении	24
2.1 Этапы применения методов увеличения нефтеотдачи на Самотлорском месторождении.....	24
2.2 Результаты применения методов выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин.....	35
2.3 Эффективность повторных работ по выравниванию профилей приемистости.....	42
3 Систематизация и оптимизация применения потокоотклоняющих технологий	60
3.1 Новый способ интерпретации КПД нагнетательных скважин ...	64
3.2 Исследование влияния составов по ВПП на изменение профилей приемистости по результатам геофизических исследований.....	75
3.2.1. Классификация применяемых составов для выравнивания профилей приемистости.....	75
3.2.2 Характер изменения профилей приемистости скважин после проведения ВПП	77
3.3 Анализ изменений профилей приемистости по данным комплексных гидродинамических и геофизических исследований скважин.....	93
3.4 Методика подбора участков и скважин для применения потокоотклоняющих технологий	97
3.5 Последовательность применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи.....	101
4 Разработка высокоэффективной потокоотклоняющей технологии на основе генерируемых пенных систем	108
4.1 Экспериментальные исследования эволюции пенных систем	111
4.1.1 Исследование образования и параметров пены при закачке флюидов в последовательности пенообразующий раствор-газ.....	114
4.1.2 Исследование устойчивости пенной оторочки и фильтрация при закачке флюидов в последовательности пенообразующий раствор – газ – вода.....	122
4.1.3 Изучение особенностей пенообразования при пластовых давлениях и температурах.....	123
4.1.4 Исследование образования и параметров пены при закачке флюидов в микромодель с остаточной нефтенасыщенностью для раствора неонала и сульфанола.....	131

4.1.5 Исследование образования, фильтрации и устойчивости пены в керне при выборе в качестве пенообразующего раствора сульфанола.....	135
4.1.6 Методика инженерных расчетов.....	141
4.2 Принципиальная схема потокоотклоняющей технологии на основе пенных систем.....	149
4.3 Промысловые испытания пенных систем.....	151
4.3.1. Оборудование для закачки пенных систем в скважины....	151
4.3.2. Результаты промысловых работ по испытанию пенных систем..	153
Список литературы.....	134

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап разработки нефтяных месторождений Западной Сибири характеризуется снижением эффективности выработки нефти из заводненных зон, что обусловлено, прежде всего, сложившейся структурой остаточных запасов в коллекторах с различными фильтрационно-ёмкостными свойствами.

В настоящее время, из гидродинамически связанных коллекторов Самотлорского месторождения извлекается до 70% нефти, при этом в абсолютном выражении уровень добычи постоянно снижается. Текущая обводненность продукции превысила 95%, а степень выработки извлекаемых запасов составляет не более 81%. Однако по-прежнему величина остаточных подвижных запасов нефти только в гидродинамически связанных коллекторах составляет более 200 млн. т. При сложившейся динамике обводненности для их извлечения потребуется около 50-70 лет, а достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти потребует длительной и экономически малоэффективной промывки пластов при высокой обводненности продукции.

В этих условиях необходимость повышения эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи и их совершенствования являются безальтернативными и исключительно актуальными.

На Самотлорском месторождении из методов повышения нефтеотдачи пластов наибольший объем применения нашли потокоотклоняющие технологии или, так называемые, методы выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин (ВПП). За весь период разработки накопленный объем дополнительной добычи нефти за счет методов ВПП составил более 14 млн. т. Тем не менее, в целом по месторождению, эффективность их снижается. В ряде случаев применение одних и тех же технологий дает диаметрально противоположные результаты.

При этом за последние годы на месторождении применялись свыше девяносто различных композиций по ВПП. И если спектр используемых составов по своим физико-химическим свойствам (прочности и устойчивости к деструкции), уже адаптирован к термобарическим условиям пластов, то подходы к рациональному сочетанию различных технологий, выбору участков, очередности воздействия на скважины, определению объемов применения, периодичности работ, подбору технологий в зависимости от геологических условий пластов требуют дальнейшего совершенствования.

1 ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ОКАЗЫВАЮЩИЕ ВЛИЯНИЕ НА СНИЖЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Характерные особенности текущего состояния разработки Самотлорского месторождения

На Самотлорском месторождении выделено 11 объектов разработки: АВ₁¹⁻² ("рябчик"), АВ₁³ (совместно с АВ₁¹⁻² "дельта" в восточной части), АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, АВ₆₋₈, БВ₀₋₂, БВ₇, БВ₈, БВ₁₀, БВ₁₉₋₂₂, ЮВ₁.

На долю основных разрабатываемых объектов АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, БВ₈, БВ₁₀ приходится 80,4% запасов нефти. При этом следует отметить, что значительная часть начальных запасов - 18,0% - сосредоточена в пласте АВ₁¹⁻² ("рябчик"), находящемся на стадии опытно-промышленной разработки.

Месторождение находится в разработке с 1969 года. На 01.01.2002 г. пробурено 16895 скважин, накопленная добыча нефти достигла 2349,5 млн. т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения от запасов, подсчитанных в 2002 году, равен 0,358 [1].

Приведем некоторые факты, характеризующие состояние разработки. Динамика показателей разработки месторождения за всю историю эксплуатации представлена на рисунке 1.1 [1]. Как следует из рисунка, максимальный уровень добычи нефти был получен в 1980 г. в объеме 158,9 млн. т, продолжительность разработки месторождения на стадии максимальных отборов нефти составила 3 года (1979-1981 гг.). Максимум годовой добычи жидкости был достигнут в 1989 году (536,1 млн. т), после чего началось ее резкое снижение.



Рис. 1.1 Динамика показателей разработки Самотлорского месторождения

Кратко коснемся вопроса влияния геологической неоднородности коллекторов на состояние выработки запасов.

Все эксплуатационные объекты Самотлорского месторождения имеют гетерогенное строение, и в их объеме по степени прерывистости выделено два класса пород-коллекторов ГСК и ПК соответственно гидродинамически связанные и прерывистые коллекторы, представленные комплексами морских и дельтовых отложений [1].

Распределение запасов нефти по основным продуктивным горизонтам приведено на рисунке 1.2 [1].

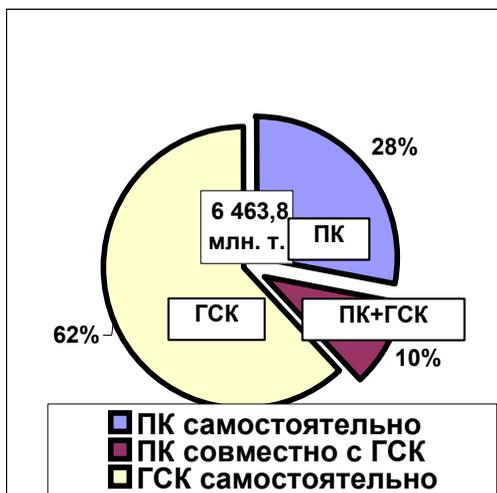


Рис. 1.2 Распределение балансовых запасов нефти основных продуктивных горизонтов по классам прерывистости коллекторов

Исходя из принятой в [1] типизации геологического строения пластов, основные запасы месторождения приурочены к ГСК, однако достаточно большие запасы содержатся и на площади, представленной совместно коллекторами ГСК и ПК. Опережающая выработка запасов нефти осуществляется по ГСК в зонах высокой продуктивности, пропластки ПК вовлекаются в разработку в меньшей степени. Особенно это характерно для

средне и низкопроницаемых коллекторов. Так в таблице 1.1 по данным потокометрии приведены коэффициенты охвата выработкой, которые свидетельствуют о преимущественной выработке запасов коллекторов по ГСК по сравнению с ПК. Однако данные потокометрии говорят лишь о состоянии выработки вокруг прискважинной зоны и не свидетельствуют в полной мере о положении дел в межскважинном пространстве, поэтому при чередовании на участках пластов зон ГСК и ПК это обстоятельство может осложнить процессы полноты выработки. Так, например, если в разрезе наблюдается совместное залегание ПК и ГСК, то из более чем половины интервалов приток не происходит. Это обусловлено как прерывистостью по площади, так и проницаемостной неоднородностью по разрезу выделенных типов коллекторов.

В ГСК остаточные запасы нефти приурочены, как правило, к кровельной части монолитных пластов платформенного типа с обширной водонефтяной зоной (АВ₄₋₅, АВ₆₋₇, ВВ₈)

Таблица 1.1

Коэффициенты охвата выработкой по данным потокометрии

Тип коллектора	Кохв.
ГСК	0,83
ПК+ГСК	0,47

При этом в ГСК начальной стадии заводнения, как правило, наблюдается отставание продвижения фронта воды вблизи кровельной части разреза, что связано с особенностями неоднородности геологического строения пластов по проницаемости и действием гравитационных сил. Так, например, по пласту ВВ₈⁰ характерно увеличение проницаемости от кровельной к подошвенной части разреза, а для пластов ВВ₈¹⁻² и ВВ₈³ наиболее проницаемы центральные

части интервалов. По пласту АВ_{4,5} в пределах ЧНЗ повышенную проницаемость (до 1,2 мкм²) имеет центральная часть разреза, а интервалы разреза в кровельной и подошвенной частях характеризуются более низкими значениями проницаемости в диапазоне величин 0,5÷0,6 мкм². Следовательно, на отставание в выработке запасов нефти по кровле пласта, кроме гравитационных сил оказывает влияние и пониженная проницаемость данной части разреза.

В настоящее время, по Самотлорскому месторождению накоплен большой теоретический и фактический материал, касающийся вопросов изучения закономерностей вытеснения нефти водой из нефтенасыщенных пластов и влияния геологических и промыслово-технологических факторов на эффективность процессов нефтеизвлечения [1 - 20].

На рисунке 1.3, по данным ЦГЭ, показано изменение соотношения доли извлекаемых запасов во времени по основным объектам разработки. Видно, что доля остаточных извлекаемых запасов в средне и низкопродуктивных коллекторах (АВ₁³, АВ₂₋₃, БВ₈⁰, БВ₁₀) возросла с 45 до 61%, по сравнению с уменьшением доли, запасов, сосредоточенных в массивных обводненных высокопродуктивных коллекторах (АВ_{4,5}, БВ₈¹⁻³).

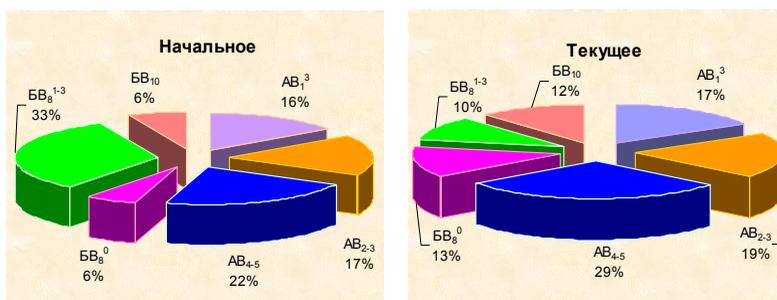


Рис. 1.3 Изменение доли извлекаемых запасов во времени по основным объектам разработки

В то же время, абсолютная величина остаточных

подвижных запасов нефти в высокопродуктивных коллекторах, представленных ГСК, по-прежнему велика и составляет более 200 млн. т (таблица 1.3 [1]).

Таблица 1.3

*Структура остаточных запасов нефти
(объекты АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, ВВ₈, ВВ₁₀)*

Тип коллектора	Q бал, тыс. т	V подв, тыс. т	Σ Qн, тыс. т	Vподв. остаточн ые, тыс. т	КИН тек.
ГСК	3509774	2057139	1846282	210857	0,526
ПК	1662814	741870	406878	334992	0,245
Всего по месторождению	5172588	2799009	2253160	545849	0,436

При высокой обводненности продукции (96%) доизвлечение остаточных запасов из ГСК происходит за счет капиллярной пропитки при длительной и экономически малоэффективной промывке. В связи с этим, изменение фильтрационных потоков и технологии оптимизации кинематики потоков, как по площади, так и по разрезу скважин в гидродинамически связанных коллекторах играют важную роль.

Вышеизложенные представления о распределении остаточных запасов нефти в различных типах коллекторов, позволило в [1] сформулировать основные положения для повышения эффективности выработки остаточных запасов.

В коллекторах класса ПК доизвлечение остаточных запасов возможно при:

- интенсификации системы заводнения;
- бурение уплотняющих скважин;
- резка боковых стволов;

- бурение горизонтальных скважин;
- гидроразрыв пласта.

В коллекторах класса ГСК увеличение охвата пласта возможно:

- путем применения гидродинамических методов (циклическое заводнение, нестационарное воздействие);
- к перспективным методам повышения нефтеотдачи следует отнести технологии, использующие механизм изоляции высокопроводящих каналов и нивелирования свойств двойной среды, позволяющие перераспределить потоки фильтрации и вовлечь в разработку запасы нефти, сосредоточенные в поровой матрице. Эффективность этих методов повышается при их комплексном сочетании.

1.2 Техногенные факторы, влияющие на доизвлечение остаточных запасов нефти

Геометрические формы и распределение остаточных извлекаемых запасов нефти в не малой степени определяются комплексом искусственных (техногенных) факторов.

К техногенным факторам, влияющим на вытеснение нефти, относятся, прежде всего, процессы развития трещин и образования в связи с этим системы промытых каналов в прискважинной зоне в результате нагнетания воды. Характерной чертой трещин является то, что степень их раскрытости зависит от давления нагнетания. Вследствие чего они получили название "дышащих" [17, 20, 21]. Высокая приемистость нагнетательных скважин при наличии трещиноватости объясняется значительной фильтрующей поверхностью трещин, возможностью перемещения загрязнений вглубь пласта и образованием в процессе эксплуатации новых трещин по мере засорения существующих.

Трещиноватость коллекторов исследовали многие отечественные ученые: Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. [22], Желтов Ю.П. [23] и др. На месторождениях Западной Сибири техногенная трещиноватость изучалась: Р.И.

Медведским, М.Е. Стасюком [21], К.С. Юсуповым [20], В.К. Федорцовым, В.Н. Нестеровым, А.К. Ягафаровым, [25], В.Е. Пешковым [26], А.В. Бодрягиным [27], А.А. Ручкиным, А.К. Ягафаровым [56, 75] и др.

1.3. Типы и происхождение трещиноватости

Прежде чем приступить к детальному анализу влияния методов ВПП на тапонирование и изменения систем трещин в ПЗП нагнетательных скважин уточним понятия типов трещин, принятых в известных моделях, и классифицируем тип трещиноватости распространенный в основных объектах разработки Самотлорского месторождения.

Следует отметить, что согласно [49] можно дать различные определения трещин, но со строго геомеханической точки зрения трещина представляет собой поверхность, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления материала. Процессом, в результате которого происходит потеря сцепления данного материала и породы, является разрыв, следовательно, трещина представляет собой результат разрывного нарушения. В общем случае трещина, по которой отмечается относительное смещение пород, может классифицироваться как разлом или нарушение, в то время как трещина, по которой не наблюдается заметных смещений, может классифицироваться как просто трещина или макротрещина. Трещина также может быть определена в более широком смысле как следствие нарушения сплошности пласта. В этом случае породы разбиты на блоки трещинами, разломами, разрывами и плоскостями сочленения и непрерывность простирания отложений нарушается, но какие-либо перемещения по поверхности разрыва отсутствуют.

По происхождению трещины подразделяются на геологические и техногенные (искусственные, образованные в процессе разработки). Геологические трещины, укрупнено, в свою очередь, подразделяются на тектонические и нетектонические. Тектонические трещины обусловлены двумя

основными причинами – дизъюнктивными нарушениями (тектоническими подвижками) и складкообразованием. Нетектонические трещины обусловлены глубокой эрозией, сокращением объемов пород в результате потери воды и при изменении температуры. Абсолютное большинство трещиноватых пластов приурочено к известнякам. Трещиноватость в таких коллекторах связывается с историей образования структур и может достаточно хорошо коррелироваться с главными напряжениями, которые преобладали при региональном складкообразовании и формировании разрывных нарушений.

Модель трещиновато-пористого пласта

Для решения обратной задачи гидродинамики необходимо определить модель коллектора, которая адекватно отображала процессы, протекающие в нем. Для исследования нестационарной фильтрации жидкости в трещиноватых коллекторах разработаны несколько математически обоснованных моделей трещиноватого пласта. В настоящее время при математическом описании фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах существует несколько основных схем [49]:

а. Модель Г.И. Баренблатта и Ю.П. Желтова

Пласт разбит системой трещин на блоки, а между трещинами и блоками происходит перегон жидкости, прямо пропорциональный разности усредненных давлений в блоках и трещинах.

Математическая модель Баренблатта-Желтова. Уравнения течения в трещиноватых пластах с двумя видами пустотности были сформулированы Баренблаттом и другими исследователями исходя из континуального подхода (условия непрерывности). По Баренблатту, обе среды — система трещин и блоки — рассматриваются как две сплошные среды, вложенные одна в другую, причем параметры движения жидкости и среды определяются в каждой математической

точке. Уравнения движения и сохранения массы описываются независимо для каждой среды. Переток жидкости из одной среды в другую учитывается введением функции источника-стока в уравнениях сохранения массы. Предполагается, что пласт однороден, изотропен к течению в обеих средах (системах трещин и блоках матрицы) находится в пределах справедливости закона Дарси.

б. Модель Уоррена—Рута

Трещины в этом случае образуют непрерывную и равномерную сеть, ориентированную параллельно основному направлению проницаемости. Предполагается, что раскрытость трещин постоянна. В случае анизотропной сети трещин или изменения проницаемости в определенном направлении должна быть смоделирована анизотропия. Расстояние между трещинами, определяемое их густотой, непосредственно влияет на величину трещинной пустотности и проницаемости. В модели, Уоррена — Рута трещиноватый пласт схематизируется одинаковыми прямоугольными параллелепипедами, разделенными прямоугольной сетью трещин. Считается, что движение жидкости к скважине происходит по системе трещин, матрица непрерывно питает всю систему трещин при условиях квазистационарного течения.

Математическая модель Уоррена-Рута. Уоррен и Рут представили в несколько уточненной постановке решение той же задачи, что и в модели Баренблатта-Желтова. Они учитывали сжимаемость трещин, но пренебрегли движением жидкости в блоках матрицы.

в. Модель Каземи

В этой модели сеть трещин трещиноватого пласта заменяется равномерно размеченными горизонтальными матричными слоями, пространство между которыми моделирует трещины.

Математическая модель Каземи. В модели Каземи трещиноватый пласт аппроксимируется слоистой системой, состоящей из тонких с высокой' приводимостью слоев, которые моделируют трещины, чередующихся со слоями большой

мощности с низкой проводимостью и высокой емкостной характеристикой, представляющими матрицу. С помощью численного интегрирования изменения давления в скважине во времени эта модель дает результаты, удовлетворительно совпадающие с результатами модели Уоррена — Рута для случаев равномерного распределения трещин при сочетании высокой вмещающей способности матрицы с возможностью интенсивных перетоков жидкости из матрицы в трещины.

г. Модель де Сваана

Эта модель аналогична модели Уоррена — Рута, только матричные блоки имеют форму не параллелепипедов, а сфер. Сферы укладываются в правильном прямоугольном пространстве. Объем трещин представлен пространством между сферами, который далее коррелируется со значением пустотности.

а. Модель Бейкера

В этой модели реальный пласт, образованный непроницаемыми матричными блоками, разделенными сетью трещин представлен одним матричным блоком и одной трещиной. Равнозначность модели и реального пласта обуславливается одинаковой проводимостью модели и реального пласта.

1. *Особая математическая модель Полларда.* Теория Полларда была разработана по данным анализа результатов кислотных обработок скважин в трещиноватых карбонатных коллекторах. Согласно этой модели движение жидкости в пласте происходит в результате одновременного расширения жидкости, насыщающей пустоты обеих систем – матрицы и трещин.

При решении конкретных поставленных задач по интерпретации качественных изменений параметров ПЗП после проведения мероприятий по выравниванию профилей приемистости по результатам ГДИС нагнетательных скважин, для целей настоящей работы, вполне удовлетворительно может служить представление модели в виде двухслойного трещиновато-пористого пласта (Бодрягин А.В., Митрофанов

А.Д. 2001 г.). В одном из пропластков смоделированы условия движения жидкости в трещинах, во втором - движение жидкости в матрицах породы. Кроме этого, задаются следующие параметры: суммарные гидропроводность и упругоёмкость для трещин и матриц, а также линейный размер матриц.

Двухслойная модель пласта отображает условия движения жидкости в трещиновато-пористой среде при соблюдении следующих условий. Проницаемости, пористости и коэффициенты упругоёмкости второго пласта и блоков равны. Толщина второго пласта соответствует линейным размерам матрицы. В этом случае, чтобы суммарные ёмкости второго пласта и блоков были равны, необходимо моделировать трещиновато-пористую среду в виде многослойного пласта, состоящего из n пропластков толщиной H , пористостью m и проницаемостью K , разделенных между собою высокопроницаемыми пропластками. Суммарная гидропроводность высокопроницаемых пропластков должна быть равна соответственно суммарной гидропроводности и упругоёмкости трещин. Данная модель отображает одномерную фильтрацию жидкости. Очевидно, что нет необходимости рассматривать многослойную модель пласта, достаточно рассмотреть двухслойную, учитывая при этом, что дебит скважины следует уменьшать по сравнению с реальным дебитом скважины в n раз.

Если проницаемость второго пласта во много раз меньше проницаемости первого, то при нестационарном режиме давление в этом пласте по вертикали будет непостоянным. Давление в первом пласте можно принять постоянным по вертикали. При соблюдении этого условия фильтрация будет происходить по первому пропластку. Соответствие рассматриваемой схемы природным условиям подтверждается исследованиями скважин методами дебитометрии. Так, например, чем больше неоднородность продуктивного разреза, тем меньше коэффициент работающей толщины пласта. Это говорит о том, что приток в скважины происходит не по всему

продуктивному разрезу, а по отдельным флюидопроводящим высокопроницаемым пропласткам. Пласты с худшей проницаемостью являются питающей средой. В трещиновато-пористых пластах питающей (аккумулирующей) средой является матрица породы.

Установлено [24, 27], что реально система техногенных трещин распространяется на большом расстоянии, затухая по мере удаления от забоя нагнетательной скважины.

В работе [27] приводятся данные подтверждающие обусловленность подобной конфигурации КПД наличием техногенной трещиноватости - после изоляции трещин промежуточный крутой участок КПД выпадает, и она выпрямляется. А по истечении некоторого времени работы нагнетательной скважины (8-12 месяцев), при образовании новых трещин, КПД вновь приобретает исходную конфигурацию.

Другое подтверждение наличия техногенных трещин на Самотлорском месторождении было получено при анализе результатов закачки трассеров, проведенных НижневартовскНИПИнефть. В качестве примера на рисунке 1.4 приведена роза - диаграмма распространения меченой жидкости, закаченной в скважину № 259Е одного из участков объекта БВ₈ Мыхпайской площади. Скорость перемещения трассера достигала 6 км/ч. Такая высокая скорость продвижения меченой жидкости возможна только при наличии в пласте сверхпроводимых каналов – трещин.

На основе результатов анализа трассерных исследований в [27] делается вывод о том, что отдельные техногенные трещины выходят за пределы определенных по кривым падения давления зон трещиноватости и при наличии порово-трещинного коллектора сочленяются с естественными и становятся сквозными, соединяющими нагнетательные скважины с добывающими. И как показали результаты трассерных исследований, не обязательно с близлежащими скважинами. Приведённые факты свидетельствуют о том, что каналы низкого фильтрационного сопротивления (НФС) имеют

очень высокую степень извилистости, гидродинамически связаны между собой и взаимодействуют с матрицей коллектора [27, 28].

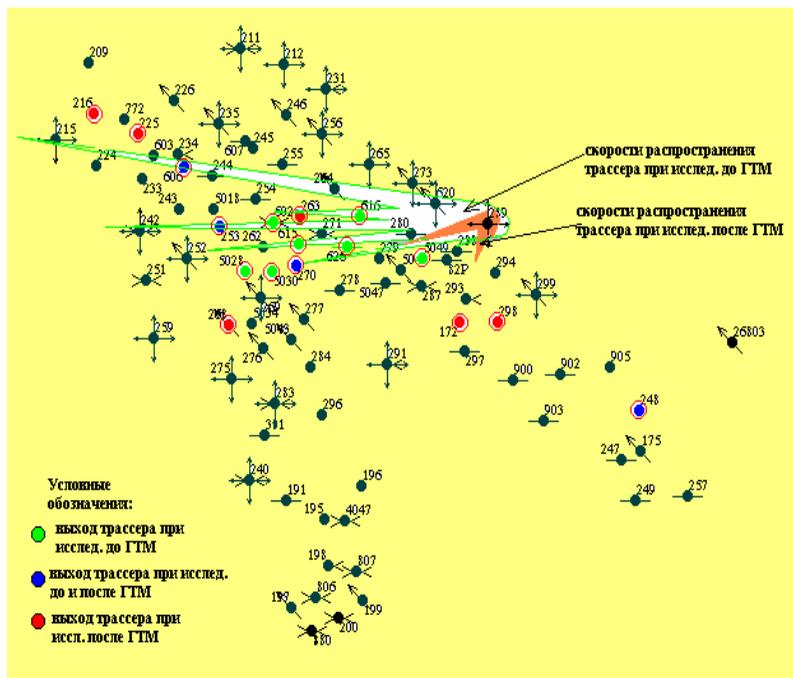


Рис. 1.4 Роза-диаграмма приведенных скоростей распространения трассеров до и после ГТМ на скважине № 289Е Самотлорского месторождения, пласт БВ₈, Мышпайская залежь

Как в горизонтальной, так и, возможно, в вертикальной плоскости (по простиранию и по разрезу), между трещинами, которые становятся каналами водотока и байпасом, остаются слабодренлируемые запасы нефти, что схематично представлено на рисунках 1.5 и 1.6. Образование высокопроницаемых каналов снижает величину текущего коэффициента нефтеотдачи, что заранее предопределяет длительное время доизвлечения оставшейся нефти в режиме капиллярной пропитки.

Как в горизонтальной, так и, возможно, в вертикальной плоскости (по простиранию и по разрезу), между трещинами, которые становятся каналами водотока и байпасом, остаются слабодренлируемые запасы нефти, что схематично представлено на рисунках 1.5 и 1.6. Образование высокопроницаемых каналов снижает величину текущего коэффициента нефтеотдачи, что заранее предопределяет длительное время доизвлечения оставшейся нефти в режиме капиллярной пропитки.

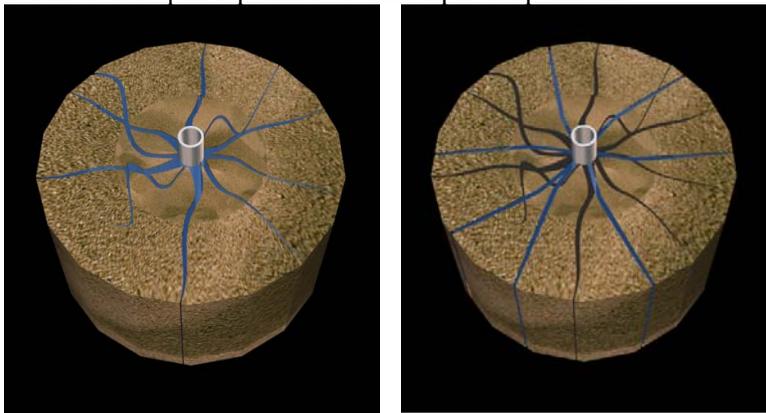


Рис. 1.5 - Развитие техногенной трещиноватости в процессе периодического закупоривания и повторного образования трещин

Необходимо отметить, что на Самотлорском месторождении образование системы техногенных трещин провоцирует, прежде всего, закачка воды в пласт при повышенных давлениях.

По результатам анализа индикаторных диаграмм нагнетательных скважин по Самотлорскому месторождению построена **статистическая** зависимость давления разрыва пластов от их проницаемости (рис. 1.7). С началом нагнетания жидкости в пласт давление постепенно повышается, а затем, при достижении некоторой величины, резко – скачком – падает. Этот скачок давления и означает давление разрыва пласта.

Как видно из рисунка 1.7, с увеличением проницаемости,

давление разрыва пласта падает, что предполагает приоритетность образования трещин в наиболее проницаемых коллекторах. В самом деле, чем больше число трещин или их раскрытость, тем выше проницаемость, эти же характеристики снижают давление разрыва пласта. Кроме того, оказывают влияние и физико-механические свойства коллекторов. Известно, что чем выше проницаемость пород, тем ниже градиент их разрыва.

Согласно проведенным исследованиям [24], давление нагнетания на устьях скважины следует держать ниже давления разрыва, чтобы исключить образование глубоких техногенных трещин.

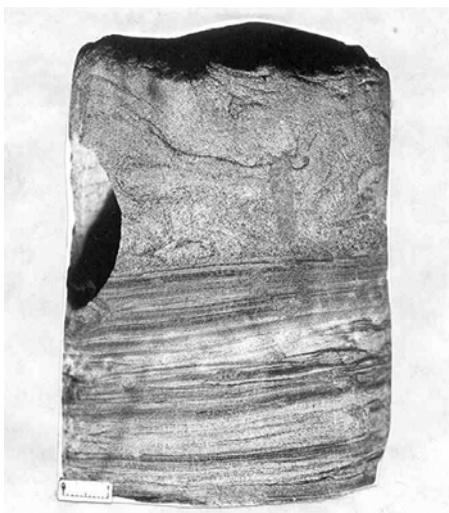


Рис. 1.6 – Послойная неоднородность коллектора, являющаяся одной из причин техногенной трещиноватости

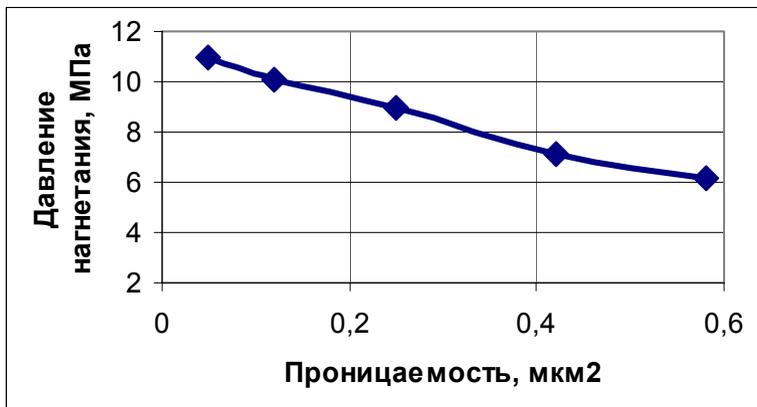


Рис. 1.7 - Критические давления нагнетания, при которых происходит раскрытие трещин

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 1

1 Существенное влияние на эффективность заводнения и, соответственно, выработку запасов и обводненность продукции оказывает геологическое строение пластов, однако и техногенные факторы играют не меньшую роль. Если первый фактор имеет статический и объективный характер, то на второй, не менее важный фактор, возможно с большей эффективностью повлиять изменением технических условий закачки воды и воздействием на прискважинную зону через нагнетательные скважины композициями, выравнивающими профиль приемистости.

2 Низкая технологическая эффективность дальнейшей эксплуатации коллекторов класса ГСК и значительные остаточные запасы диктуют необходимость применения методов повышения нефтеотдачи.

2 ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ И ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

На Самотлорском месторождении вопросами исследования и решения задач вовлечения в активную разработку запасов из заводненных зон методами увеличения нефтеотдачи (МУН) занимались многие ученые. Среди них отметим Л.К. Алтунину [29], Г.А. Бабаляна [30], А.А. Боксермана [31], Л.С. Бриллианта [2, 16, 19, 32], В.М. Ревенко [8, 13] и др.

Несмотря на широкое применение МУН на современном этапе развития третичных методов разработки в литературе можно найти до десятка различных авторских классификаций, в основу которых положены принципы деления технологий: по физическим и химическим особенностям, по типу состава, по объему закачки реагентов, по глубине воздействия и т.д. [31, 33, 34, 35, 46]. В данном разделе авторами за основу принята классификация, утвержденная в [47].

Согласно этой классификации методы повышения нефтеотдачи пластов, имеющие целью снижение обводненности продукции и увеличение коэффициента охвата, наиболее активно применявшиеся на Самотлорском месторождении, подразделяются на 2 группы: химические и газовые.

Рассмотрим основные итоги применения и пути развития методов каждой из этих групп.

2.1 Этапы применения методов увеличения нефтеотдачи на Самотлорском месторождении

На Самотлорском месторождении накоплен значительный научно - промышленный опыт применения химических и газовых методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Условно, можно выделить три этапа развития методов ПНП (Рис. 2.1).

Начало **первого этапа применения МУН** относится к 1978 г. и знаменует собой заводнение с использованием НПАВ низких концентраций (0,05-0,1%) на залежах АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, БВ₈, БВ₁₀. Разработчиками технологии выступили специалисты БашНИПИнефть [30].

Расчётная эффективность мероприятия должна была достигаться за счет снижения поверхностного натяжения на границе фаз и более полного вытеснения нефти.

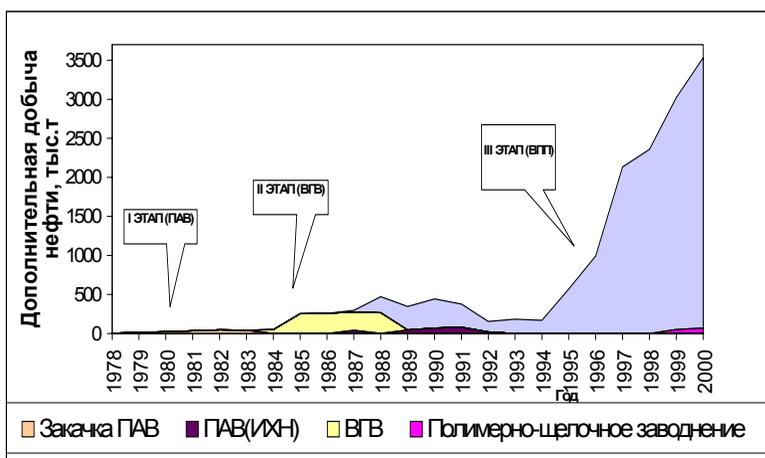


Рис. 2.1 - Технологическая эффективность методов увеличения нефтеотдачи по этапам внедрения на Самотлорском месторождении

За период с 1978 по 1983 гг. в продуктивные пласты было закачано около 50 тыс. т НПАВ ОП-10 (превоцел) в 141 скважину, что, по данным АО «Нижневартовскнефтегаз», позволило дополнительно добыть 164,6 тыс. т нефти или около 1,2 тыс. т на одну нагнетательную скважину.

Практическая реализация технологии на Самотлорском месторождении показала, что эффективность ее оказалась ниже, чем предполагалось. Причинами низкой эффективности вытеснения нефти ПАВ послужили как технологические, так и геологические факторы.

По мнению С.В. Гусева, снижение концентрации раствора НПАВ до 0,06%, т. е. ниже проектной на 40% явилось одной из причин низкой эффективности внедряемой технологии [41].

Специалистами ВНИИнефть был даже сделан категоричный вывод о том, что: «...данная технология для Самотлорского месторождения неприемлема».

В связи с этим авторами были проведены дополнительные исследования с целью выявления причин низкой эффективности данной технологии.

Наиболее широкое применение ПАВ нашли в Башкирии на Арланском месторождении. Кроме заводнения пластов для увеличения конечной нефтеотдачи там проводились обработки ПЗП в эксплуатационных скважинах. Результаты оказались положительными.

Учитывая имеющийся опыт использования ПАВ в районах Урало-Поволжья, для увеличения продуктивности скважин нами были проведены эксперименты, как в лабораторных, так и в промысловых условиях. В табл. 2.1 представлены результаты промысловых испытаний неионогенных ПАВ низких концентраций для обработки прискважинных зон пластов. Из таблицы 2.1 видно, что обработки ПЗП указанными композициями оказались неэффективными. За исключением скважин Р-22 Поточного и Р-98 Варьганского месторождений. В этом случае свою положительную роль сыграли повышенные фильтрационные свойства коллекторов и водные растворы дисольвана здесь не вступали в какие-либо физико-химические взаимодействия с поверхностью коллекторов, а использованы в качестве промывающего агента.

В связи с этим были проведены лабораторные исследования по оценке эффективности неионогенных ПАВ для обработки прискважинных зон продуктивных пластов и повышения их нефтеотдачи.

Основной задачей проводимых исследований явилось изучение возможности восстановления естественной

проницаемости пород неионогенными ПАВ в лабораторных условиях с последующей проверкой на скважинах. В лабораторных экспериментах использовались образцы пород из продуктивных пластов Тарасовского, Геологического, Уренгойского, Западно-Таркосалинского и Аганского месторождений. Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна и результаты исследований приведены в таблице 2.2.

Для постановки данных исследований отправным моментом послужило предположение о снижении поверхностного натяжения на границе между диффузным слоем связанной воды и закачиваемой дистиллированной водой, обогащенной дисольваном или превоцелом.

В чем же причина того, что неионогенные ПАВ различных концентраций, используемые для восстановления проницаемости кернов, не принесли ожидаемого результата и не оказывают влияния на поверхностное натяжение воды, имеющейся в поровом пространстве коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири?

По нашему мнению, к этому вопросу нужно подходить с нескольких точек зрения. Основным является, видимо, влияние подложки – гельмгольцовского слоя воды. В [76] приводятся данные, что до определенной концентрации ПАВ подложка не влияет на поверхностное натяжение, в частности, при толщине слоя $(5-10) \times 10^{-10}$ м. А рассчитанная длина молекулы ПАВ в распрямленном состоянии составляет $38,9 \times 10^{-10}$ м, олеофильная - $11,5 \times 10^{-10}$ м, гидрофильная – $27,4 \times 10^{-10}$ м.

Таблица 2.1

*Эффективность физико-химических обработок пластов
неионогенными ПАВ Среднеобской нефтегазоносной области*

Месторождение	№ скважины	Пласт	Интервал перфорации	Данные ГИС		Хим. реагент	K _{уд} , м ³ /сут*МП а*м		Эффективность, %
				a _{ис}	K _н		До обработки	После обработки	
Варьеганское	98	БВ ₈	2133-2141	0,6	0,64	1% дисольван вод	0,3	0,52	170
Урьевское	7	АВ ₁	1757-1773	0,49	0,67	1% дисольван вод	0,01	0,01	-
Поточное	22	Ач	22546-2557	0,52	0,66	1% дисольван вод	0,4	0,52	130
Ю-Покачевское	96	Ач	2651-2669	0,37	0,62	0,5% прес воды	0,01	0,14	-
Заполярное	41	БГ ₁₀	3097-3104	0,3	-	3%СаСl ₂ +0,1% дисольван воды	0,015	0,018	-
С-Варьеганское	41	Ю ⁰ ₁	2873-2876	0,37	-	1,5% дисольван вод	0,03	0,04	-
Урьевское	7	АВ ₁	1750-1783	0,45	0,64	0,1% дисольван вод	0,53	0,55	-

Таблица 2.2

Результаты обработки образцов пород неионогенными ПАВ

Месторождение	№№ скв.	Интервал пласта, м	Абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Открытая пористость, %	Минерализация воды, г/л	Хим. реагент	Относительная проницаемость по пластовой воде, 10^{-3} мкм ²		Эффективность, %
							до обработки	после обработки	
Западно-Тарко-Салинское	98	3077.7 - 3085.4	3	14,9	150	0.2 % р-р диссолвана в пресн. воде	1,63	1,84	113
Уренгойское	199	3057-3072.	19	14	150	0.2 % р-р диссолвана в пресн. воде	0,3	0,5	167
Уренгойское	171	2866-2881	42	18,7	20	0.1 % р-р диссолвана в пресн. воде	2,8	2,6	92,8
Уренгойское	171	2866-2881	43	18,9	20	0.1 % р-р диссолвана в пресн. воде	2,9	2,7	93,1
Тарасовское	70	2281-2288	178	19,7	200	0.2 % р-р диссолвана в пресн. воде	16	35,5	222
Тарасовское	72	2153-2172	105	16.6	200	0.2 % р-р диссолвана в пресн. воде	47	54,6	117
Тарасовское	72	2153-2172	81	18,1	200	0.1 % р-р диссолвана в пресн. воде	18,1	27,2	150
Аганское	23	2261-2265	39	22.4	20	0.1 % р-р диссолвана в пресн. воде	12	11,8	98,3
Аганское	23	2261-2265	103	23.4	20	0.1 % р-р диссолвана в пресн. воде	60	56	93,3

Согласно формулы в работе [76]: $\pi = \sigma_0 - \sigma$

где π - давление адсорбционного слоя;

σ_0 , σ - поверхностное натяжение соответственно подложки и раствора.

При увеличении концентрации подложки (σ_0) давление адсорбционного слоя увеличивается, и диффузный процесс должен идти более интенсивно. Там же показано, что с увеличением концентрации подложки молекулы монослоя ПАВ интенсивнее взаимодействует с ней, снижая тем самым поверхностное натяжение на границе раздела фаз. Другими словами этот фактор может оказать решающее влияние на процесс вытеснения нефти водой обогатённой НПАВ. Результаты исследований Брауна показали, что нефть из гидрофильных коллекторов вытесняется не нагнетаемым агентом, а связанной водой, которую в свою очередь вытесняет нагнетаемая вода [77]. Об этом же свидетельствуют и данные таблицы 2.2. Следует отметить, что при воздействии указанными растворами в условиях низкоконцентрированной подложки (20 г/л) относительная проницаемость образцов пород несколько снижается.

Известно, что пластовые воды Западной Сибири в отличие от вод нефтяных месторождений Урало-Поволжья имеют сравнительно невысокую минерализацию (до 20 г/л). Кроме того, при вскрытии пластов бурением связанная вода разбавляется проникающим пресным фильтратом бурового раствора. Поэтому закачиваемые НПАВ не могут оказывать существенного воздействия на поверхностное натяжение, на подвижность диффузных слоёв связанной воды в поровом пространстве. Проведённые исследования авторов подтверждают этот важный вывод.

По данным [78] ПАВ не адсорбируются на границе раздела вода – твердая гидрофильная поверхность. Поэтому поверхностное натяжение на границе жидкостей с различной концентрацией не изменяется. По-видимому, это положение дополняет теорию взаимодействия подложки и ПАВ. Проведенные нами лабораторные эксперименты подтверждают

это предположение (см. таблицу 2.2). При добавлении же ПАВ к растворам электролитов уменьшение объема воды в порах коллектора происходит только за счет энергетического уровня последних. Из всего вышесказанного следует вывод о том, что в коллекторах месторождений Западной Сибири нельзя ожидать эффективности от использования растворов неионогенных ПАВ низких концентраций для восстановления фильтрационных свойств низкопроницаемости пород и нефтеотдачи пластов. Наивысшая эффективность от использования НПАВ ожидается при обработке высокопроницаемых пород с целью разрушения зон коагуляции.

В 1984-1985 гг. началось испытание технологии закачки в пласт водных растворов НПАВ высокой концентрации (5÷10%). В отличие от первой технологии, предполагавшей достижение основного эффекта за счет увеличения вытесняющей способности воды, вторая технология предполагала создание в пласте эмульсии нефти в воде, имеющей повышенные вязкостные характеристики. Всего было закачено ≈ 8 тыс. т НПАВ. По данным работы [41] положительные результаты получены по 5 из 11 участков, при этом прирост КИН составил от 1 до 4,8%.

На Самотлорском месторождении охват пластов при закачке ПАВ по данным геофизических исследований оказался ниже, чем при традиционном заводнении, как за счет их адсорбции на породе, химического взаимодействия с пластовыми водами (неучтенного при лабораторных испытаниях), так и за счет опережающего прорыва ПАВ по системе высокопроводящих каналов. В связи с этим, в последующем, был сделан вывод о необходимости предварительных закачек композиций, коагулирующих высокопроницаемые прослои. Это положение убедительно иллюстрируют результаты применения полимерно-щелочного заводнения на Самотлорском месторождении в 1999 г., когда перед закачкой большеобъемных оторочек полимеров и ПАВ проводилось воздействие осадко-гелеобразующими и дисперсными составами. В результате на одну обработку было

получено до 4 тыс. т дополнительной нефти за один год. Анализ проб на наличие ПАВ в добываемой продукции показал, что в скважинах, вскрывших ГСК, ПАВ не обнаружен, а в прерывистых коллекторах отмечены выходы ПАВ в небольших концентрациях, что свидетельствует о коагуляции части трещин и перераспределении фильтрационных потоков.

Второй этап применения МУН относится к 1984-89 гг.

В этот период к опытно-промышленному применению принята программа испытания технологии попеременной закачки попутного нефтяного газа и воды.

Водогазовое воздействие (ВГВ) сочетает полезные свойства газа – возможность достижения высокого коэффициента вытеснения нефти и действие закачиваемой воды – возможность достижения относительно более высокого коэффициента охвата.

Технологической схемой, составленной институтом СибНИИ НП в 1981 году, предусматривалась организация работ по водогазовому воздействию на объектах АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, БВ₈, БВ₁₀.

Работы по ВГВ начаты в 1984 году. Закачка газа осуществлялась с 1984 по 1993 гг. во все нагнетательные скважины, предусмотренные этим проектом. За этот период объем закаченного газа составил 3156,8 млн. м³, что в 1,4 раза больше чем по проекту.

По данным АО «Нижневартовскнефтегаз» технологическая эффективность от применения ВГВ за период с 1984 по 1990 г. оценивается в объеме 1269,3 тыс. т дополнительно добытой нефти.

По имеющимся сведениям технология была соблюдена не в полной мере [24]. Несмотря на более длительный период организации работ (10 лет против 5 лет по проекту), при большем объеме закачки газа, проектных объемов добычи нефти достичь также не удалось.

В связи с тем, что опытные участки ВГВ по пластам АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, БВ₁₀ к началу реализации метода находились на ранней стадии разработки, скважины эксплуатировались

безводной продукцией, то для оценки технологической эффективности ВГВ в СибНИИНП и ВНИИнефть был проведен сопоставительный анализ с привлечением участков разрабатываемых методом заводнения, характеризующихся сходным геологическим строением и плотностями сетки скважин. Отметим, что позитивные изменения в динамике извлечения углеводородов получены по объекту АВ₁³ (величина прироста запасов оценивается на уровне 10-15%).

Анализ изменения темпов добычи нефти по участкам объектов АВ₂₋₃, БВ₈, БВ₁₀ при сравнении с участками – аналогами не выявил существенных преимуществ применения методов ВГВ по сравнению с традиционным заводнением. По этим же данным основные причины недостаточной эффективности применения ВГВ носили больше технический характер:

- имело место некачественное разобщение пластов, что привело к многочисленным перетокам между пластами в добывающих и нагнетательных скважинах;
- гидродинамически открытые границы опытных участков водогазового воздействия привели к миграции нефти по всей площади, что сделало невозможным оценку коэффициента нефтеизвлечения;
- при реализации ВГВ имелись значительные отклонения от проектных решений и трудности технического порядка;

При применении ВГВ не вызывает сомнений повышение коэффициента вытеснения. Сейчас можно говорить, что если одновременно с закачкой газа были бы проведены работы по предварительной кольматации техногенных трещин, то при этом мог бы быть обеспечен более высокий коэффициент охвата воздействием. Действительно подвижность газа выше, чем подвижность воды, и он еще в большей степени проникает преимущественно в высокопроницаемые прослои, не совершая в ряде при этом полезной работы.

Третий этап применения МУН относится к новейшей истории месторождения, начиная с 1995 г., когда проведенные до этого момента многочисленные исследования в России и по месторождениям Западной Сибири, подтвердили необходимость применения составов для кольтматации трещин, что способствовало развитию методов выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин.

В 1995-1997 гг. были разработаны основные принципы и базовые технологии методов ВПП для Самотлорского месторождения, ориентированные на применение: осадко-гелеобразующих и дисперсных систем.

К третьему этапу применения МУН и развития методов ПНП следует отнести и испытание полимерно-щелочного воздействия, которое впервые проведено на Самотлорском месторождении в 1999 г. Основываясь на работах Р.И. Медведского [21], М.Л. Сургучева [37] при участии одного из авторов было спроектировано полимерно-щелочное заводнение с предварительной закачкой кольтматирующих дисперсных и осадко-гелеобразующих составов.

Испытания этой технологии проводились закачкой растворов через врезки в водоводы на двух полигонах в различных горно-геологических условиях. Были использованы растворы ПАА – 0,05% и щелочь (МДС) – 0,5% концентрации.

Оценивая в целом результаты опытных работ на полигонах по полимерно-щелочному заводнению, и с учетом опыта проведения работ в других нефтегазодобывающих Компаниях был подтвержден вывод о том, что с целью достижения большей эффективности вытеснения остаточных запасов нефти (особенно в высокообводненных пластах) возможно использование большеобъемных оторочек полимеров и ПАВ, но для выравнивания свойств двойной среды необходимо перед проведением работ обеспечить закачку оторочек составов по ВПП [1]. Это положение позволяет вернуться к вопросу промышленного применения химического заводнения продуктивных пластов на современном этапе. Масштабная реализация подобных технологий

предусматривалась проектом СРП на Самотлорском месторождении.

2.2 Результаты применения методов выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин

Поскольку при применении методов ВПП в большинстве случаев происходит не выравнивание (в точном понимании), а изменение профиля приемистости и отклонение потоков нагнетаемой воды, то правильнее, как отмечают и многие другие исследователи, было бы назвать эти методы потокоотклоняющими технологиями *изменения профиля приемистости*. Методы выравнивания профилей приемистости являются частным случаем потокоотклоняющих технологий, и в большей степени термин «ВПП» объясняет не результат процесса, а его назначение.

Как указывалось выше, закачки реагентов, сравнимые по объему с поровым объемом участков пластов были прекращены, а свое развитие последовательно получили методы воздействия на прискважинную зону. Объем закачки растворов реагентов при этом составляет не более 600 м³ на скважину, и основной объем работ по химическим методам ПНП на Самотлорском месторождении приходится именно на эти технологии. Объем применения максимально доходил до 2000 скважино-операций в год, дополнительная добыча, в отдельные периоды, составляла до 17% от общей добычи по Самотлорскому месторождению.

Масштабное применение технологий ВПП на Самотлорском месторождении началось в 1995 г.

Таблица 2.3

Группы составов ВПП, применявшихся на Самотлорском месторождении

<u>ПЕРВАЯ ГРУППА)</u>	<u>ВТОРАЯ ГРУППА</u>	<u>ТРЕТЬЯ ГРУППА</u>
Технологии воздействия на пласт дисперсными составами	Технологии воздействия на пласт с применением осадко-гелеобразующих составов	Технологии воздействия на пласт комплексными составами
ДС, КДЦГС, ТГС, ЛДС, МАТ, ОДМС, ТУ,	ОС, ОДС, КС-2, ПДС, ПДК, ЩСПК, GeO, ВУГ, БП-92,	GeOC, GeOC+OH1, ПДС+GeOC, ПДС+OH2, ДС+GeO, ДС+ОС, ДС+КС-2, ДС+ЭДС

По сложившейся официальной отчетности в Компаниях, эксплуатирующих Самотлорское месторождение, выделяется три основных типа составов: **дисперсные** - по принципу превалирующей роли дисперсной фазы; **осадко-гелеобразующие** растворы, образующие гели или осадки; и **комплексные** составы, состоящие, например, из геле и осадкообразующих композиций, а также из смеси гелеобразующих и дисперсных. Такая специфика в понимании

комплексных составов существовала вплоть до 1999 г., когда в 2000 г. окончательно были регламентированы подходы в использовании комплексных составов и определено, что комплексные составы подразумевают сочетание (закачку в пласт) в определенной последовательности отдельных композиций, различных по своим реологическим и дисперсным свойствам, основная цель которых – это комплексное воздействие на ближние и удаленные зоны пласта. Этот вопрос подробно исследован в разделе 3 настоящей работы. Спектр использовавшихся составов приведен в таблице 2.3.

В период с 1994 по 2001 гг. объем дополнительной добычи нефти за счет внедрения всех методов ВПП составил **14054** тыс. т, в т.ч. 1396 тыс. т в 2001 г., что составило 6,5% от всей добычи нефти за этот период. Максимальный уровень дополнительной добычи нефти был достигнут в 2000 г. и составлял 17,1% от общей добычи или 3464 тыс. т.

Динамика объемов работ по выравниванию профилей приемистости приведена в таблице 2.4. В целом объем работ составил **5767** скважино-операций, прирост дебита нефти на одну реагирующую скважину в 2001 г. - **1,6** т/сут.

Около 54% от всего объема работ приходится на осадкогелеобразующие составы, что связано с большим спектром апробированных технологий именно в этой группе составов.

Таблица 2.4

Динамика объемов работ по технологиям ВПП

Состав	Год								Итого, скв.-опер.	Итого, в %
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001		
Дисперсные, кол-во скв.-опер.	10	56	77	86	161	280	374	138	1182	20
Комплексные, кол-во скв.-опер.	5	20	106	97	160	140	613	306	1447	26
Осадко-гелеобразующие, кол-во скв.-опер.	1	40	82	135	202	614	1133	931	3138	54
Всего объем работ, скв.-опер.	16	116	265	318	523	1034	2120	1375	5767	
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	168	570	993	2133	2358	2971	3464	1396	14054	
Удельный вес доп. добычи по ВПП от общей добычи по Самотлорскому месторождению, %	0,6	2,4	4,6	10,1	11,7	14,9	17,1	6,5	8,1	
Примечание: * - объем дополнительной добычи нефти в 2001 г. по Самотлорскому месторождению приведен только от обработок 2001 г.										

Динамика объемов проводимых мероприятий по ВПП с разбивкой по пластам приведена в таблице 2.5 и рисунке 2.2.

В целом, наибольшее число работ по ВПП проведено на пластах группы АВ₁ – 1922 скв.-опер. и БВ₈ – 1442 скв. - опер.

Основными составами, применявшимися на объектах, являлись:

- по группе пластов АВ₁, АВ₄₋₅, БВ₈, БВ₁₀, ЮВ₁–осадко-гелеобразующие составы;
- по пласту АВ₂₋₃ – комплексные составы;
- по пласту АВ₆₋₇ – дисперсные составы.

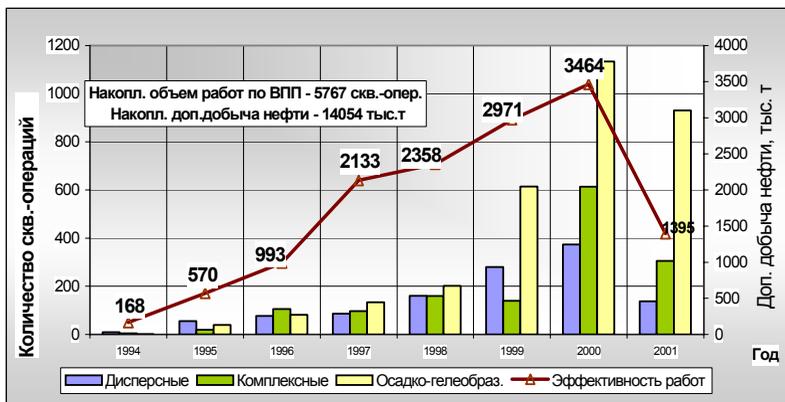


Рис. 2.2 - Показатели работ по методам ВПП

В таблице 2.6 приведены показатели эффективности, охвата и кратности работ за 1998-2001 гг.

Тем не менее, технологическая эффективность работ даже в схожих геологических условиях колеблется в широких пределах от 904 до 2095 т на одну скважино-операцию (АВ_{4.5}). При этом наблюдается тенденция снижения её эффективности, практически, по всем объектам разработки.

За период 1998-2001 гг. кратность обработок скважин увеличилась с 1,2 до 1,7 раз, вырос и охват площади месторождения работами по ВПП по всем пластам Самотлорского месторождения. Так, если в 1998 г. в целом по месторождению охват составлял 29%, то в 2000 г. этот показатель вырос до 74%. Наибольший охват воздействием отмечается по пластам БВ₈, АВ₆₋₇ и АВ₁.

Таблица 2.5

Динамика объемов работ по ВПП

Объект	Составы	Год								Общий итог
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
Группа АВ1	Дисперсные	8	26	22	3	23	53	36		171
	Комплексные		2	42	56	81	40	255	56	532
	Осадко-гелеобр.		4	17	60	77	238	402	421	1219
	Итого	8	32	81	119	181	331	693	477	1922
АВ2-3	Дисперсные	2	14	14	32	32	30	58	81	263
	Комплексные	5	14	28	23	30	55	126	80	361
	Осадко-гелеобр.	1	7	19	7	28	69	98	41	270
	Итого	8	35	61	62	90	154	282	202	894
АВ4-5	Дисперсные			6	18	43	96	149	45	357
	Комплексные		4	27	9	29	19	151	134	373
	Осадко-гелеобр.		4	17	17	33	68	74	208	421
	Итого		8	50	44	105	183	374	387	1151
АВ6-7	Дисперсные		6	5	7	6	6	16		46
	Комплексные						7	1		8
	Осадко-гелеобр.				1			7	4	12
	Итого		6	5	8	6	13	24	4	66
БВ10	Дисперсные		6	9	11	6	9	29	12	82
	Комплексные				1	3	3	16	9	32
	Осадко-гелеобр.				8		27	50	37	122
	Итого		6	9	20	9	39	95	58	236
БВ8	Дисперсные		4	21	15	51	80	86		257
	Комплексные			9	8	17	16	64	27	141
	Осадко-гелеобр.		25	29	38	62	208	486	196	1044
	Итого		29	59	61	130	304	636	223	1442
ЮВ1	Дисперсные						6			6
	Осадко-гелеобр.				4	2	4	16	24	50
	Итого				4	2	10	16	24	56
Всего		16	116	265	318	523	1034	2120	1375	5767

Таблица 2.6

*Результаты работ по методам ВПП за 1998-2001 гг. на
Самотлорском месторождении*

Объект	Показатели	Год			
		1998	1999	2000	2001
группа АВ1	Прирост дебита нефти, т/сут	5,4	3,9	2,4	2,0
	Кратность обработок, скв.	1,1	1,4	1,8	1,7
	Охват фонда месторождения, %	33	48	76	52
АВ2-3	Прирост дебита нефти, т/сут	3,4	2,6	1,2	1,1
	Кратность обработок, скв.	1,1	1,1	1,5	1,3
	Охват фонда месторождения, %	24	40	54	40
АВ4-5	Прирост дебита нефти, т/сут	4,5	3,2	2,4	1,5
	Кратность обработок, скв.	1,3	1,2	1,6	1,7
	Охват фонда месторождения, %	33	59	75	75
АВ6-7	Прирост дебита нефти, т/сут	4,6	4,1	2,0	1,3
	Кратность обработок, скв.	1,0	1,6	2,4	1,0
	Охват фонда месторождения, %	60	80	83	36
БВ8	Прирост дебита нефти, т/сут	3,9	3,9	2,0	1,8
	Кратность обработок, скв.	1,4	1,3	1,9	1,2
	Охват фонда месторождения, %	33	69	95	49
БВ10	Прирост дебита нефти, т/сут		2,3	1	1,4
	Кратность обработок, скв.	1,3	1,0	1,2	1,1
	Охват фонда месторождения, %	7	33	61	37
ЮВ1	Прирост дебита нефти, т/сут		2,1	0	7,5
	Кратность обработок, скв.		1,3	2,0	2,0
	Охват фонда месторождения, %		42	33	39
ВСЕГО	Прирост дебита нефти, т/сут	4,6	3,5	2,0	1,6
	Кратность обработок, скв.	1,2	1,3	1,7	1,5
	Охват фонда месторождения, %	29	52	74	51

2.3 Эффективность повторных работ по выравниванию профилей приемистости

При значительном объеме работ по ВПП (более 5000 операций), часто повторявшихся на одних и тех же участках, естественно встает вопрос о целесообразности многократного их применения. В условиях кратковременности проявления эффекта важной задачей является расчет необходимой периодичности работ.

Кратность работ в различные периоды на месторождении изменялась в среднем от 1 до 6 в год раз на одну скважину. При этом приросты дебитов нефти, в результате, так же колебались в широких пределах. Осуществление мероприятий сопровождалось бессистемно изменяющимися подходами к выбору участков, границы которых ежегодно пересматривались. Это приводило к неполноте охвата участков и возможно неоправданным воздействием на одни и те же скважины.

Перед авторами стояла задача изучения вопроса необходимости повторных работ, частоты их применения на скважинах, полноты охвата воздействием участков и определения очередности выбора участков при проведении работ. Вопрос этот не нов, но применительно к Самотлорскому месторождению, практически, не изучен.

Конечной целью исследований являлось решение задачи оптимизации объемов применения и выбора рационального охвата скважин на выбранных участках месторождения.

Следует упомянуть основные термины и подходы к расчету эффективности, использованные в настоящем разделе. В анализе принимали участие те участки, где за рассматриваемый период была наиболее стабильная добыча жидкости и наиболее постоянный действующий фонд добывающих скважин. Под участками понимается гидродинамически замкнутые блочные элементы систем заводнения. По имеющейся выборке преобладающей группой технологий оказались осадкогелеобразующие составы. Анализ проведен с учётом

сложившихся объемов закачки химических реагентов – 200-300 м³ раствора на одну нагнетательную скважину.

В качестве критерия эффективности работ (**Эф**) принята дополнительная добыча нефти в процентах от базовой (прогнозной) добычи нефти. По этому показателю наиболее объективно можно сравнить результаты работ по участкам с различным действующим фондом скважин и соответственно с разными уровнями добычи нефти и жидкости. Расчет эффективности производился с использованием утвержденной в отрасли методики [47].

Основными независимыми технологическими параметрами, достаточно тесно связанными с эффективностью, были выбраны охват воздействием и кратность обработок:

Охват (**Ов**) - доля нагнетательных скважин участка, охваченных воздействием по ВПП, за годовой период (**Тг**).

$$Oв = \frac{Nо}{Nн},$$

(2.1)

где $Nо$ – количество действующих нагнетательных скважин, которые обрабатывались за период **Тг**, шт.; $Nн$ - количество всех нагнетательных скважин на участке, шт.

Кратность (**Ко**) - отношение количества обработок по ВПП нагнетательных скважин за период **Тг** к действующему нагнетательному фонду скважин участка, который обрабатывался в течение периода **Тг**.

$$K_o = \frac{N}{N_o}, \quad (2.2)$$

где N – количество обработок нагнетательных скважин за период Tг, шт.

Для примера на рисунке 2.3 показан участок пласта АВ₁³. Изменение обводненности по участку и объем работ по ВПП приведен на рисунке 2.4 и в таблице 2.7.

Таблица 2.7
Данные по участку пласта АВ₁³

Дата	Обводнённо сть, %	Увеличе ние доли нефти, раз	Число дейст в. нагне т. скваж ин, шт.	Количес тво обработо к ВПП, шт.	Число обработ анных скважи н, шт.	Кратнос ть обработо к, раз	Охват, %
1993	93,5						
1994	93,8						
1995	93,9						
1996	92,6	1,21	11	11	11	1,0	100
1997	92,2	1,05	7	3	3	1,0	43
1998	91,8	1,06	7	4	4	1,0	57
1999	92,1	0,97	14	7	7	1,0	50
2000	89,6	1,31	17	19	13	1,46	76
2001	92,6	0,71	15	6	5	1,2	33
2002	93,1	0,94	18				

Участок представляет собой блочный элемент разработки, начиная с 1996 г. на нем проводились работы по ВПП осадко-гелеобразующими композициями. В 1996 г.

(таблица 2.7) было обработано 11 из 11 действовавших нагнетательных скважин, охват составил 100%, кратность - 1 при этом получено увеличение доли нефти в 1,21 раза. В последующие три года проводились работы в различных объемах, при этом охват изменялся от 43 до 57%, кратность – составляла от 1 до 1,46.

В 1997-1999 гг., в результате снижения охвата воздействием, эффективность работ уменьшилась, а увеличение доли нефти не превысило 1,05-1,06 раз.

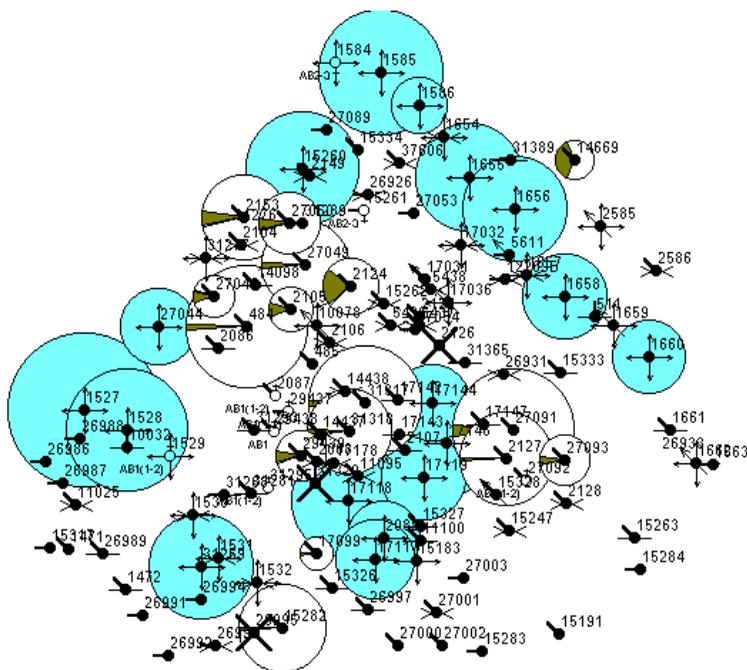
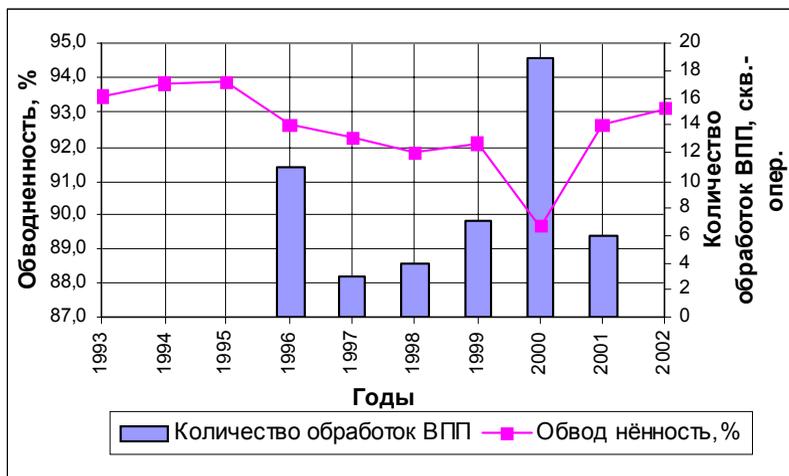
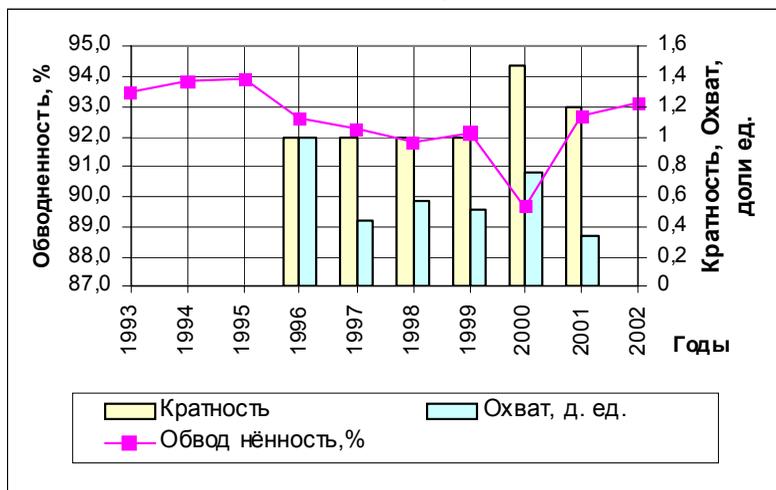


Рис. 2.3 – Участок пласта АВ₁₃ с блочной системой разработки



а)



б)

Рис. 2.4 – Динамика обводненности и параметры объема работ по ВПП на участке пласта АВ1³: а) динамика обводненности и количество скважино-операций; б) динамика обводненности, кратность и охват

Зависимость эффективности работ от охвата воздействием по этому участку приведена на рисунке 2.5, из которого видно, что с увеличением охвата эффективность возрастает. При этом в 2000 г. даже, при более низком по сравнению с 1996 г. охвате, эффективность выше за счет того, что выше кратность (в 1996 г. кратность - 1, в 2000 г. кратность - 1,46).

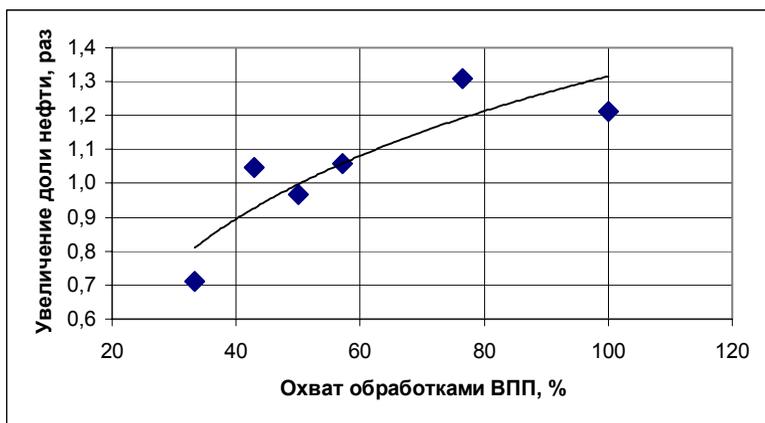


Рис. 2.5 – Зависимость эффективности работ от охвата воздействием на участке пласта АВ₁³

Зависимость эффективности работ от кратности и охвата воздействием можно объяснить следующими причинами:

- во-первых, закупоренные при первичных работах высокопроницаемые каналы вновь открылись, то есть кальматирующий состав размылся или деструктурировался, а повторные работы способствовали восстановлению прежнего состояния;

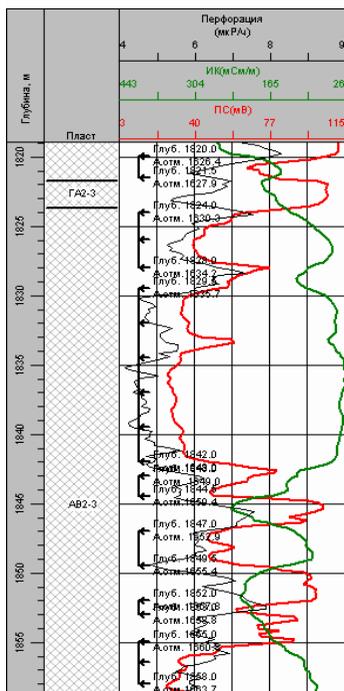
- во-вторых, повторные работы позволяют последовательно изменять профиль приемистости за счет

попеременной закупорки существовавших до того высокопромытых каналов;

- охват воздействием влияет на эффективность через интерференцию и вовлечение большего числа добывающих скважин в реагирование.

На рисунке 2.6 приведены результаты исследований до и после проведения работ по ВПП крупнодисперсными композициями, из которого видно, что после проведения работ профиль приемистости расширился, однако через определенное время интервал, который принимал воду до мероприятия, вновь открылся и стал наиболее проницаемым. То есть появилась необходимость проведения повторных работ.

Диаграмма скважины: 14676



Профили приемистости после закачки маловязких крупнодисперсных составов

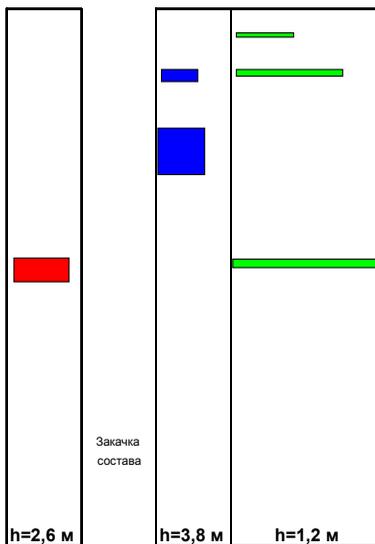


Рис. 2.6. – Изменение профиля приемистости до и после ВПП дисперсными составами

В дальнейшем, анализ взаимовлияния повторяемости работ и охвата воздействием на эффективность обработок по ВПП проведен дифференцировано по основным объектам разработки. Анализ выполнен по участкам, конфигурации которых совпадали с конфигурацией систем заводнения. Исследуемые участки расположены в районах с преобладанием гидродинамически связанных коллекторов.

Эффективность работ по объекту АВ₁³

По объекту АВ₁³ в анализ включено 35 участков, по которым в различные периоды времени получен положительный результат от воздействия.

Эффективность работ отслеживалась не только по графикам «добыча – время», но и по характеристикам вытеснения, построенным в интегральном и дифференциальном виде.

На первом этапе по всей группе участков была построена зависимость $\text{Эф} \Leftrightarrow f(\text{Ов})$ – **эффективность от охвата**, которая представлена на рисунке 2.7. Из рисунка видно, что с увеличением охвата увеличивается эффективность работ. Большой разброс точек можно объяснить тем, что на эффективность работ влияет еще один параметр - кратность обработок.

На втором этапе рассмотрена отдельно зависимость эффективности от кратности ($\text{Эф} \Leftrightarrow f(\text{Ко})$), которая представлена на рисунке 2.8. Каждая точка на этом графике - это участок воздействия ВПП, на котором в результате производства работ с кратностью (Ко_i), достигнута эффективность (Эф_i).

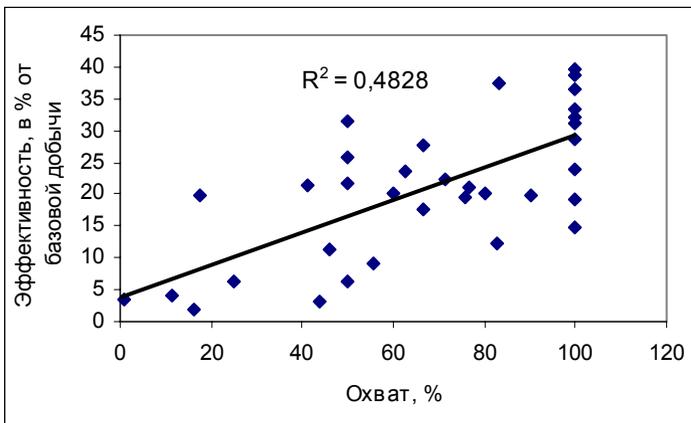


Рис. 2.7. - Зависимость эффективности работ по ВПП от охвата участков воздействием, пласт АВ₁³

Наличие двух областей на графике (Рис. 2.8) - I область и II область объясняется тем, что на эффективность работ влияет не только **кратность**, но и одновременно **охват** воздействием.

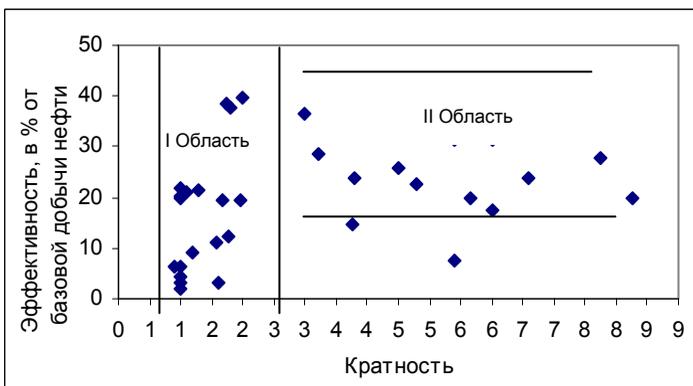


Рис. 2.8. - Зависимость эффективности от кратности обработок

Поскольку кратность и охват являются независимыми технологическими параметрами, то целесообразно рассмотреть связь эффективности от кратности при одном узком диапазоне значений охвата. Возьмем крайние точки (участки) на рисунке 2.7, т.е. точки с полным охватом (100%), где воздействием охвачен весь действующий нагнетательный фонд, и проследим, почему на рисунке 2.7. при 100% охвате наблюдается разброс точек.

Зависимость эффективности от среднегодовой кратности при 100% охвате приведена на рисунке 2.9. График показывает, что при полном охвате действующего фонда нагнетательных скважин с увеличением кратности обработок эффективность увеличивается, выходя на асимптоту до величины ~37% при кратностях более 3,5.

Для увязки эффективности, охвата и кратности введем параметр K^* , равный произведению охвата и кратности.

$$K^* = Oв \cdot Kо = \frac{Nо}{Nн} \cdot \frac{N}{Nо} = \frac{N}{Nн} \quad (2.3)$$

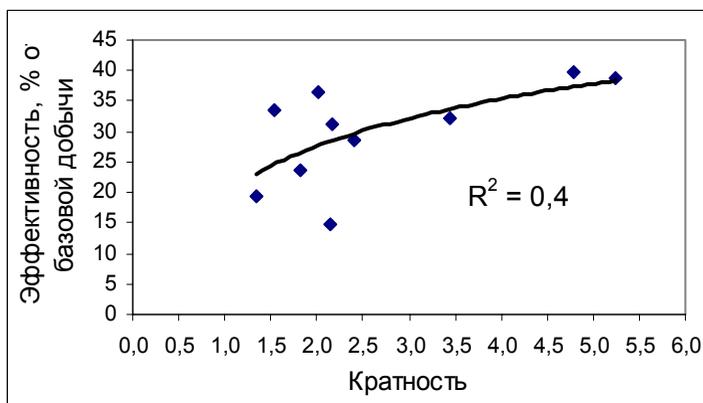


Рис. 2.9 - Зависимость эффективности от среднегодовой кратности обработок, пласт AB_1^3 при охвате 100%

Произведение охвата на кратность дает среднее

количество обработок, приходящееся на одну эксплуатационную нагнетательную скважину участка за период Тг. На рисунке 2.10. приведена зависимость $\text{Эф} \Leftrightarrow f(K^*)$. Из графика видно, что параметр K^* еще более тесно связан с эффективностью.

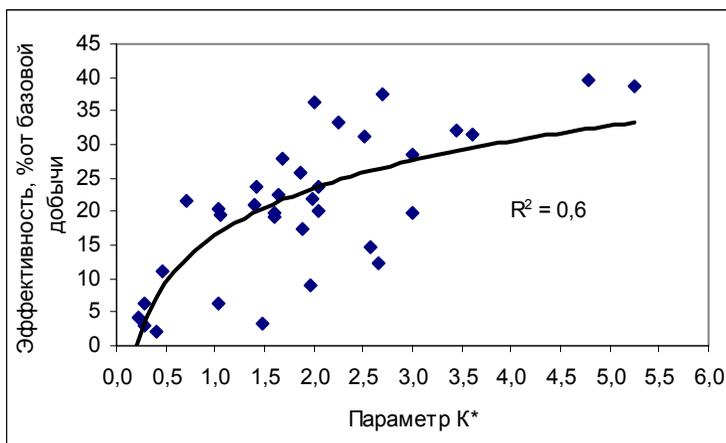


Рис. 2.10 - Зависимость эффективности от параметра K^* .
Пласт AB_1^3

Поскольку при одном и том же значении K^* могут быть различные значения $Oв$, то для взаимоувязки этих параметров и Эф были построены палетки эффективности. Для построения палеток параметры $Oв$ и K^* , были разбиты на диапазоны:

- а) для $Oв$: 0-35, 35-60, 60-85, 85-100;
- б) для K^* : 0-1,2, 1,2-2,1, 2,1-3,1.

Диапазоны выбирались так, чтобы в каждый диапазон попадало примерно одинаковое количество участков. Эффективность по участкам, попадающим в эти диапазоны, была осреднена и по средним значениям была построена зависимость, которая показала, что при одинаковом охвате эффективность выше там, где выше кратность (рис. 2.11). При низких значениях охвата (от 0 до 60%) увеличение кратности дает существенный прирост эффективности. При значениях

охвата более 60%, увеличение кратности влияет на эффективность в меньшей степени.

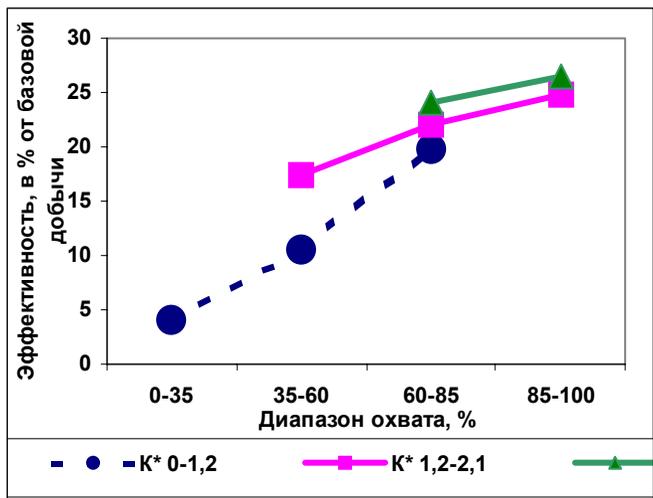


Рис. 2.11 - Зависимость эффективности от охвата при разных значениях K^* , пласт AB_1^3

По результатам проведенного анализа для объекта AB_1^3 можно заключить, что оптимальными показателями будет охват не менее 80% действующего нагнетательного фонда с интенсивностью обработок – 2~3 в год на одну действующую нагнетательную скважину участка, что позволит достичь эффективности от ВПП не менее 25% от базовой добычи.

Эффективность работ по объекту AB_{2-3}

По объекту AB_{2-3} в анализ включено 16 участков. Тенденция увеличения эффективности с увеличением охвата и кратности в целом, как и для пласта AB_1^3 , сохраняется (Рис. 2.12). Минимальная эффективность проявилась по участкам с $Ов = 0-35\%$ и $K^*=0-0,8$, максимальная – при $Ов=85-100\%$ и $K^* = 0,8-1,37$. При значениях $Ов$ более 60-85% эффективность

слабо зависит от кратности.

Для объекта АВ_{2,3} оптимальными показателями являются: охват не менее 60% действующего нагнетательного фонда, интенсивность обработок 1-1,5 на одну действующую нагнетательную скважину участка в год, что позволит достигнуть эффективности не менее 15% от базовой добычи.

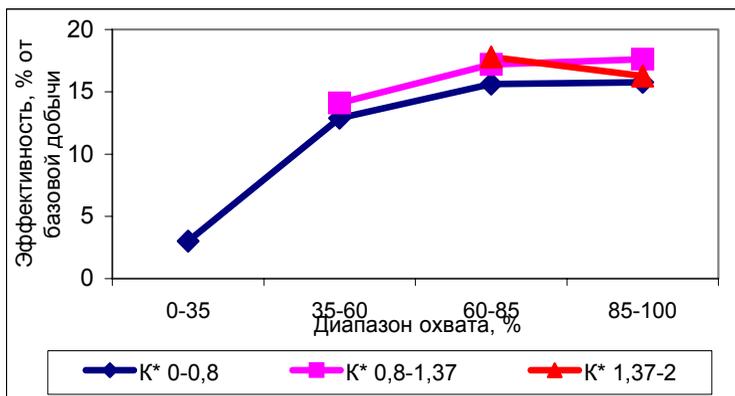


Рис. 2.12 - Зависимость эффективности от охвата при различных значениях K^* , Пласт АВ_{2,3}.

Эффективность работ по объекту АВ_{4,5}

В анализ включено 7 участков. Коэффициент охвата воздействием был разделен на три диапазона: 0-35, 60-85, 85-100%, в диапазон охвата 35-60% не попал ни один участок (Рис. 2.13). Эффективность меняется от 6,1%, при $Oв = 35-60$ и $K^* = 0-1,1$, до 19,3%, при $Oв = 85-100$ и $K^* = 1,1-2$.

По объекту АВ_{4,5} при оптимальных показателях - охвате фонда не менее 80%, при интенсивности обработок 1-1,5 в год на одну действующую нагнетательную скважину участка, прогнозируемая эффективность составит не менее 13% от базовой добычи.

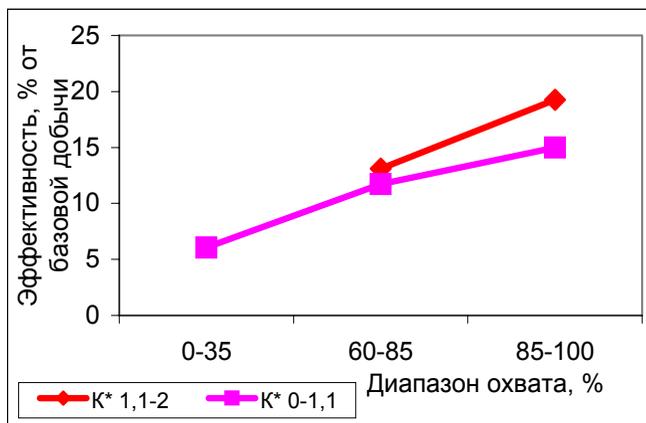


Рис. 2.13 - Зависимость эффективности от охвата при различных значениях K^* для пласта $AB_{4,5}$

Эффективность работ по объекту BB_8

В анализ было вовлечено 8 участков. Охват по ним был разделен на два диапазона: 60-85, 85-100% (Рис. 2.14). Эффективность меняется от 3,3% (при $Ов = 60-85$ и $K^* = 0-1$) до 13,5% (при $Ов = 85-100$ и $K^* = 1,8-2,5$).

Для объекта BB_8 по результатам проведенного анализа можно рекомендовать параметры обработок ВПП с охватом не менее 80% действующего нагнетательного фонда, что позволит достигнуть эффективности 11% от базовой добычи. Интенсивность обработок при этом должна составлять 1,5-2 на одну действующую нагнетательную скважину участка в год.

Эффективность работ по объекту BB_{10}

В анализ вовлечено также 8 участков. Для объекта BB_{10} охват разделен на три диапазона: 35-60, 60-85, 85-100% (Рис. 2.15). Эффективность меняется от 7,2% (при $Ов = 35-60$ и $K^* = 0-1,1$) до 15,8% (при $Ов = 85-100$ и $K^* = 1,8-2,5$).

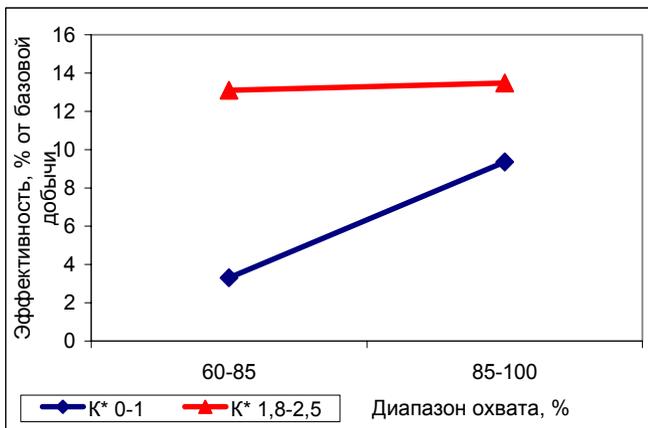


Рис. 2.14 - Зависимость эффективности от охвата при различных значениях K^* для пласта BV_8 .

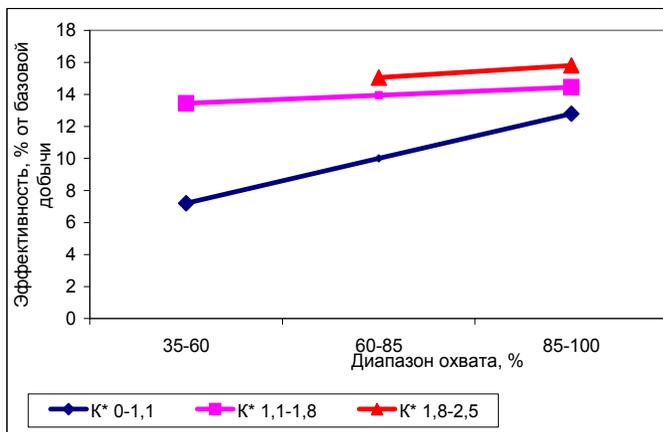


Рис. 2.15 - Зависимость эффективности от охвата при различных значениях K^* для пласта BV_{10} .

Для объекта BV_{10} реальным является достижения эффективности работ по ВПП 12% от базовой добычи, для этого необходимо охватить фонд нагнетательных скважин на 70-80%. Интенсивность обработок должна составлять не менее 1,5 в год

на одну действующую нагнетательную скважину участка.

В результате анализа установлено, что для каждого объекта разработки существует оптимальное соотношение параметров кратности и охвата воздействием. Полученные зависимости представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.8

Зависимость эффективности работ от охвата и параметра кратности

Объект	Диапазон параметра кратности К*	Диапазон охвата, %			
		менее 35	35-60	61-85	86-100
		Эффективность, в % от базовой добычи			
АВ ₁ ³	менее 1,2	8	10,5	19,8	
	1,2-2,1		18,9	22,1	24,8
	2,1-3,1			25	26,5
АВ ₂₋₃	менее 0,8	3	12,9	15,6	15,8
	0,8-1,37		14,1	17,2	17,6
	1,37-2			17,8	16,3
АВ ₄₋₅	менее 1,1	6,1		11,7	15
	1,1-2			13,1	19,3
БВ ₁₀	менее 1,1		7,2		12,8
	1,1-1,8		13,5		14,5
	1,8-2,5			15,1	15,8
БВ ₈	менее 1			3,3	9,4
	1-1,8				11,3
	1,8-2,5			13,1	13,5

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 2

1 Результаты работ по газовым и химическим методам воздействия на пласт подтверждают необходимость

предварительной кольматации системы трещин в ПЗП.

2 Совершенствование методов выравнивания профилей приемистости имеет значительный потенциал по оптимизации применения, в том числе при комплексировании с закачками большеобъемных оторочек полимеров, ПАВ и газа, воздействующими на пласт в целом.

3 Еще один вывод, следующий из полученных зависимостей, состоит в том, что если на каких-либо участках установлено, что охват воздействием нагнетательного фонда влияет на эффективность работ, то это означает, что доля скважин участка, эксплуатирующаяся в трещинном режиме, соответствуют уровню охвата, при котором зависимость эффективности от охвата выходит на асимптоту. Отсюда вытекают требования к подбору участков для воздействия: на участках должно быть расположено максимальное количество скважин, на которых есть необходимость тампонирования техногенных трещин.

4 Кроме того, в первую очередь необходимо обрабатывать участки, по которым не была достигнута максимальная эффективность, из-за малого охвата воздействием, либо кратности обработок, либо совокупности этих показателей. То есть при близкой степени выработки запасов и геолого-промысловой характеристики двух участков, предпочтительнее вначале провести работы там, где не были достигнуты максимальные величины охвата и кратности, и, следовательно, еще остались запасы, которые могут быть извлечены при соблюдении оптимально больших соотношений этих параметров.

5 Существует максимальная критическая величина кратности, когда при одном значении охвата зависимость эффективности работ от кратности уже не наблюдается. Это же свидетельствует, о том, что более частое проведение работ на участке с применением данной технологии не требуется, уровень дополнительной добычи обеспечивается продолжающимся эффектом от предыдущих работ.

6 Расчеты показывают, что при сложившихся объемах

закачки химреагентов, в зависимости от объекта разработки, для достижения максимальной эффективности необходимо охватить работами по ВПП не менее 60-85% нагнетательного фонда участка. При этом на одну действующую нагнетательную скважину в год должно приходиться 1,5 - 2 скважино-операции.

7 Выполнение рекомендаций по оптимальному соотношению между охватом воздействием кратностью обработок, в зависимости от объекта разработки, позволяет, как сократить излишнее количество обработок по ВПП в 1,5-2 раза, так и предотвратить проведение неоправданно малого объема работ. А это означает снижение инвестиционных затрат на добычу дополнительной нефти соответственно в 1,5-2 раза.

3. СИСТЕМАТИЗАЦИЯ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Одна из основных задач, которую решают методы выравнивания профиля приемистости – это изменение кинематики потоков нагнетаемой воды в прискважинной зоне пластов в результате изоляции высокопроводящих каналов. Достигнуть этого можно путем целенаправленного их тампонирования специальными составами. При этом в большинстве случаев происходит перераспределение объемов закачки по толщине пласта, уменьшение или полная изоляция фильтрационных потоков в промытых высокопроницаемых интервалах и подключение поровой матрицы.

Исследования, проведенные на месторождениях Татарии, Башкирии, Западной Сибири и других районов России, подтверждают, что стабильная приемистость нагнетательных скважин обеспечивается наличием в прискважинной зоне развитой системы техногенных трещин в зонах низкой прочности цемента породы или на границе коллектор – глинистый пропласток и образованием промытых каналов в интервалах преимущественной фильтрации. Приемистость существенно не снижаются даже после закачки в пласты миллионов кубических метров воды со значительным объемом грязи и мехпримесей, поступающей по системе ППД, а также при капитальных ремонтах скважин и различных операциях по воздействию на пласт.

Приведем пример размеров отдельных частиц поступающих в пласт по системе ППД и соизмеримости их с диаметрами пор коллектора. Так на рисунке 3.1 приведены размеры загрязняющих пласт частиц, изъятых из фильтра, установленного на воронке НКТ нагнетательной скважины, а на рисунке 3.2 фотография шлифа зерна пласта АВ₁³.

Как видно из рисунков размеры частиц значительно больше размеров пор, однако приемистость остается на

прежнем уровне за счет регулярно происходящих процессов микротрещинообразования и перераспределения потоков, и как следствие постоянного изменения профиля приемистости. А трещинообразование может происходить, как уже говорилось, в результате превышения давления нагнетания в системе ППД над давлением микроразрыва пласта.



Рис. 3.1 – Размеры частиц механических примесей, поступающих в пласт с закачиваемой водой. Материал, извлеченный из щелевого фильтра ГВЗ –ВМ: 1-полиэтиленовая пленка; 2-лоскуты материала; 3-обрывки дарнита; 4-окалина, ржавчина; 5-остатки рукавиц

Развитие трещин, в этом случае, происходит по зонам ослабленной цементации, по отдельным плоскостям микротрещин (Рис. 3.2), либо образованным в результате

вскрытии пласта бурением, нарушившим естественное распределение напряжений в горном массиве. При этом основные преобразования касаются ближней зоны скважин, хотя отдельные каналы имеют распространение на расстояния 300 и более метров, что подтверждается гидродинамическими и трассерными исследованиями. Поэтому логичнее классифицировать коллектор Самотлорского месторождения как порово-трещинный - с акцентом на слово поровый, а термин трещинный подразумевается в значении: склонный к нарушениям сплошности. При этом микротрещины играют главную роль в неравномерности фильтрации воды по разрезу (в большей степени в прискважинной зоне), основным источником нефти служит поровая матрица, а трещины являются своеобразным байпасом. Механизм вытеснения нефти имеет при этом сложный характер, представляющий собой обменные процессы между поровой матрицей и высокопроницаемыми каналами – трещинами, а вытеснение нефти вокруг них происходит в режиме капиллярной пропитки поровых блоков и за счет гидродинамического перепада между трещинами и порами в удаленной от скважины зоне.

Для исследования нестационарной фильтрации жидкости в трещиноватых коллекторах разработано достаточное количество математически обоснованных моделей трещиноватого пласта, однако в основном они все относятся к

истинно трещиновато-пористым коллекторам. При математическом описании фильтрации таких коллекторов известно несколько основных схем.

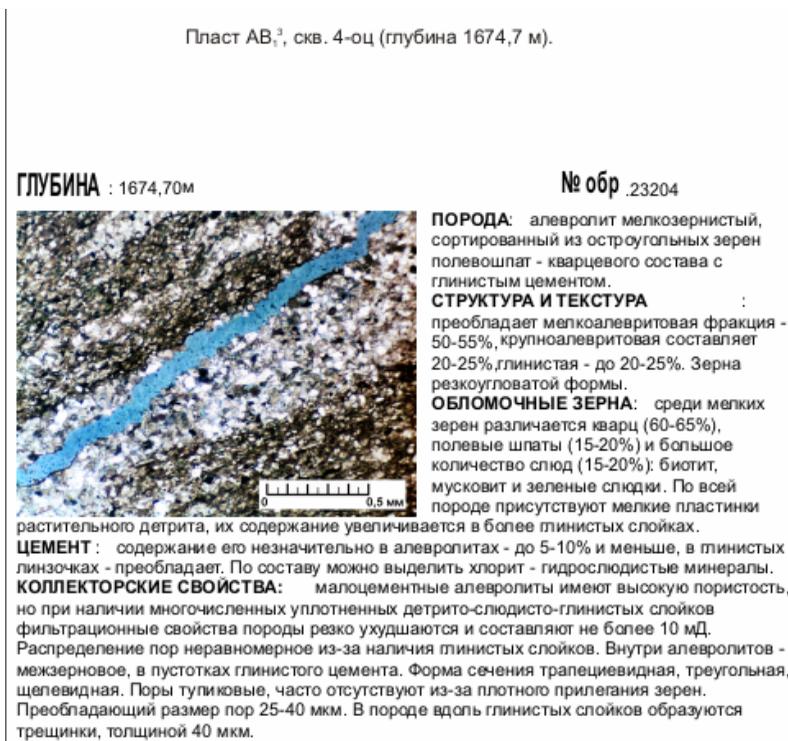


Рис. 3.2 – Описание илфигов и размеров пор, пласт АВ₁³ Самотлорского месторождения

В настоящей работе для исследования строения среды и решения конкретных **практических** задач по интерпретации **качественных относительных** изменений параметров прискважинной зоны, регистрируемых по КПД, вполне удовлетворительно может служить упрощенное представление о

структуре коллектора как сети микротрещин в объеме поровой матрицы. Трещины, развитые и раскрытые в прискважинной зоне, превращаются в отдельные тонкие микроканалы на удалении от скважины. При этом фильтрационные свойства трещин в много раз выше свойств матрицы, а их емкостные характеристики находятся в обратной зависимости. В ближней зоне скважин, при раскрытых трещинах, нефть из поровой матрицы вытесняется в режиме капиллярной пропитки, а при остановке скважины (при исследованиях по КПД) жидкость частично перетекает из трещин в поровые блоки из-за разницы в давлениях. В удаленной зоне пласт ведет себя как кажущаяся однородная среда, при этом не малое влияние на конфигурацию КПД оказывают протяженные микротрещины, определяющие обменные процессы. На кривых падения давления, преобразованных в полулогарифмических координатах, реакции трещин, поровых блоков и пласта на остановку скважины отражаются соответствующими прямолинейными участками.

Эффекту техногенной трещиноватости подвержены в первую очередь высокопроницаемые прослойки коллектора, радиус зоны «сверхпроводимости» которых при сложившихся давлениях нагнетания увеличивается до 200 м.

Соотношение радиусов зон повышенной проводимости в различных типах коллекторов показано на рисунке 3.3. В низкопродуктивных зонах (ПК), при проницаемости до $0,1 \text{ мкм}^2$, где коэффициент приемистости не превышает $20 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, радиус трещин достигает 50 м. Однако, в высокопродуктивных зонах (ГСК), с соответственно большей проницаемостью, где коэффициент приемистости увеличивается до $35 - 40 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, радиус зоны повышенной проводимости возрастает до 200 м.

3.1 Новый способ интерпретации КПД нагнетательных скважин

Основой большинства широко применяемых методов ГДИС на неустановившихся режимах являются линейная теория

упругого режима фильтрации, решение соответствующих прямых и обратных задач подземной гидромеханики, изложенных в многочисленных зарубежных и отечественных публикациях [22, 23, 49 - 54].

На Самотлорском месторождении, как упоминалось ранее, трещиноватость связана с техногенными причинами, такими как закачка воды при высоких давлениях, пульсацией давления в системе закачка-отбор, охлаждением пластов, намывкой каналов в интервалах преимущественной фильтрации воды, бурением скважин, ведущим к нарушению естественного состояния пород в прискважинной зоне [17, 21, 27, 49].

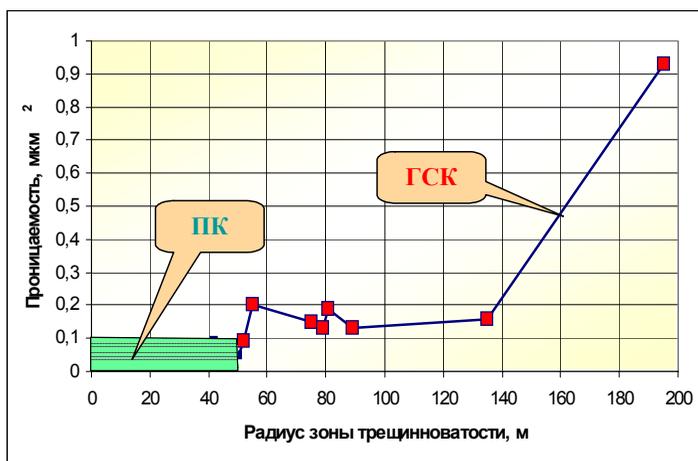


Рис. 3.3 - Зависимость размера зоны трещиноватости от проницаемости (пласт AB_1^3)

Исследования в добывающих и нагнетательных скважинах по изменению давления в нестационарном режиме играют важную роль в планировании различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и оценке их эффективности. Для этого, как известно, кривые падения давления (КПД) при смене режима работы скважины, которым чаще всего является остановка, представляются в координатах ΔP - lgt , и по наклонам отдельных участков их судят о состоянии

прискважинной и удаленной зон пласта, на основании чего принимают решение о проведении соответствующего ГТМ. Поэтому важно знать свидетельствует ли наклон участка о проницаемости какой-то зоны пласта или отражает происходящие в ней процессы.

Так, считается общепринятым, что в добывающих скважинах крутой наклон среднего участка КВД вызван продолжающимся после остановки притоком жидкости из пласта в ствол скважины и не является показателем загрязнения прискважинной зоны. Доказательством служит то, что при герметизации скважины забойным пакером, предупреждающим приток, крутой участок отсутствует. Отметим, что короткий – начальный участок на КВД обычно игнорируется, поскольку логарифмическое приближение давления возможно только для достаточно больших значений времени.

Снятые при остановке нагнетательных скважин кривые падения давления также характеризуются крутым средним участком. Литвинов А.А. и Блинов А.Ф. [50] впервые связали такой тип КПД с наличием трещин вокруг нагнетательной скважины, засоренных механическими примесями, содержащимися в закачиваемой воде. По их мнению, именно эту засоренность отражает крутой – средний участок на КПД. Однако их предположение не согласуется со стабильной приемистостью нагнетательных скважин в течение длительного периода, что подтверждает наличие открытых трещин. Дополнительным подтверждением служит большая величина приведенного радиуса, многократно превышающего значения геометрического.

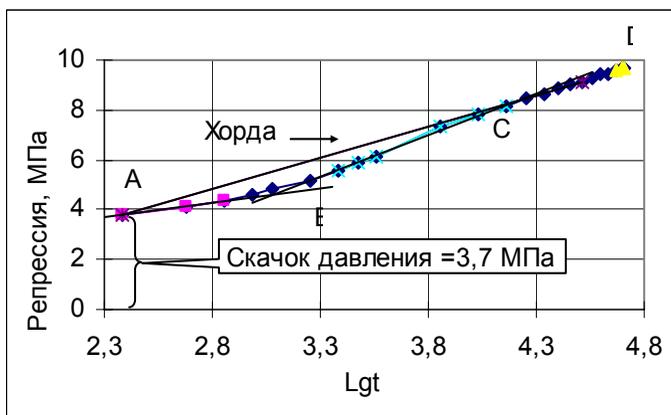
Медведским Р.И. и Юсуповым К.С. установлено, что

крутой участок является следствием смыкания трещин вокруг скважины, в результате которого содержащаяся в них вода выдавливается в прискважинную зону и отчасти в саму скважину, затормаживая, тем самым процесс естественного рассасывания избытка давления вокруг скважины, чем создается видимость наличия кольцевой зоны с пониженной проницаемостью [52].

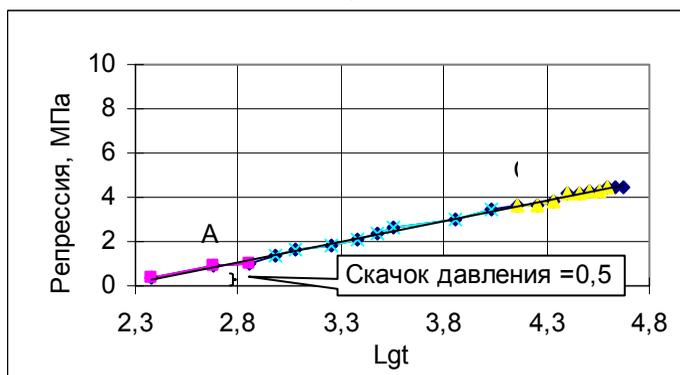
Кроме того, этими авторами обнаружено на КПД наличие продолжительного (порядка 10-20 мин) начального почти горизонтального, следующего за скачком давления в момент остановки. Первоначальный скачок соответствует сбросу давления равного гидравлическим сопротивлениям на стенках трещин при перетекании воды из трещин в пористые блоки либо скважину, то есть он означает своеобразный скин-эффект. Горизонтальный участок отражает замедленный темп падения давления через пористые блоки. Таким образом, Медведским Р.И. и Юсуповым К.С. выявлен ранее не встречавшийся тип КПД, представляющий в координатах ΔP - t , - трехзвенную ломанную: с пологим почти горизонтальным начальным звеном (следующим за скачком давления), крутым средним звеном (отражающим смыкание трещин) и с третьим так же пологим звеном, наклон которого отражает проницаемость пласта в удаленной от скважины зоне [52].

Отсюда следует вывод, что если трещины закупорить

закачкой в них какого-либо материала, то изломы кривой должны исчезнуть, а КПД выровняться. Для примера приведена КПД по нагнетательной скважине № 16213 (Рис. 3.4 а, б).



а)



б)

Рис. 3.4 – Кривые падения давления по скважине № 16213: а) до закачки закупоривающего материала; б) после закачки закупоривающего материала.

В эту скважину велась закачка в пласт АВ₁³ Самотлорского месторождения. В пласт, до ГТМ по закупорке трещин, было закачено 1,1 млн. м³ воды при давлении на устье до 15 МПа. После остановки скважины на исследование на КПД явно прослеживается три звена, из коих крайние АВ и СD - пологие, а средний ВС более крутой. Спустя две недели в этой скважине произведена закачка закупоривающего материала, с целью изолировать пропласток с высокой проницаемостью, и, тем самым, выровнять профиль приемистости. При последующей за изоляционными работами остановке скважины, промежуточный крутой участок не наблюдается, а сама КПД вытянулась в одну прямую линию (Рис. 3.4 б), из чего следует, что проницаемость трещиноватой зоны уменьшилась и стала близка к проницаемости удаленной зоны.

Кроме того, из рисунка 3.4 б видно, что КПД, полученная после закупорки трещин, почти упирается в нулевое значение на оси ординат, в то время как первое звено КПД, снятой до ГТМ (Рис. 3.4 а), отсекает на оси депрессий отрезок, равный ~ 3,7 МПа, и примерно настолько опустилась вниз сама КПД, снятая после ГТМ.

Исчезновение скачка давления свидетельствует либо о существенном уменьшении объема, либо полной закупорке трещин.

Наличие скачка давления и продолжительного, порядка 17 мин (Рис. 3.4 а), начального почти горизонтального участка характерно для нагнетательных скважин, заводняющих пласт, с редкой сетью трещин [42]. Само падение давления скачком свидетельствует о незначительном гидравлическом сопротивлении при течении воды по трещинам, а почти горизонтальный начальный участок отражает выравнивание давления между трещинами и поровыми блоками, и этот обменный процесс тоже является довольно продолжительным. После полной закупорки трещин скачок давления исчезает равно, как исчезают и обменные процессы.

Еще одним доказательством того, что первоначальный скачок давления характеризует интенсивность трещин и

определяет их емкостные свойства, является то, что после проведения ГРП, с закреплением трещин пропантом, скачок давления на КПД увеличивается [43].

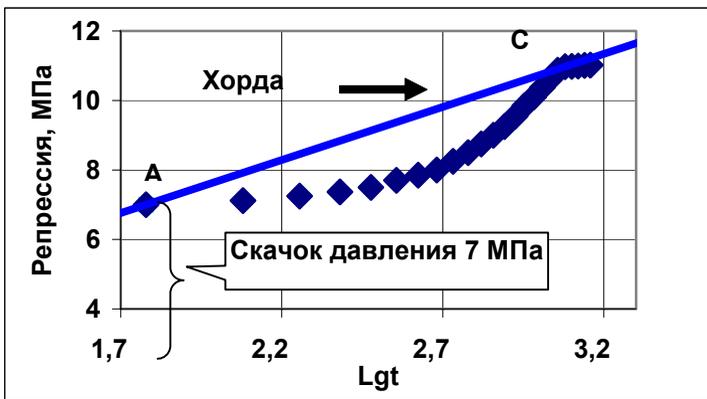
Величина скачка давления при наличии в пласте редкой сети трещин выражается формулой (3.1) [44]:

$$\Delta P(o) = \frac{\mu q_0}{2\pi kh} K_0 \left(\frac{r_c}{\sqrt{\lambda \tau}} \right), \quad (3.1)$$

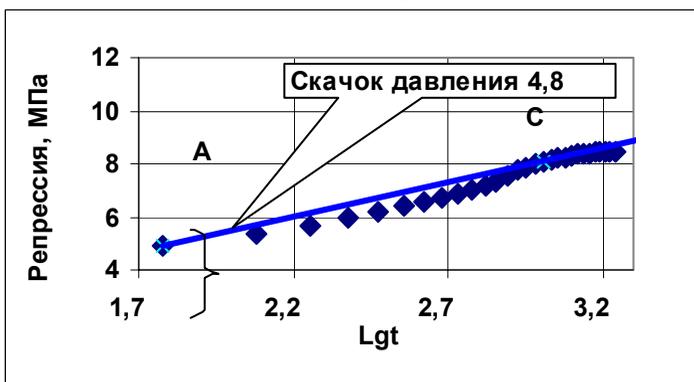
где $\Delta P(o)$ – перепад давления, МПа, k – проницаемость, мкм²; h – толщина пласта; μ – вязкость, мПа•с; q_0 – дебит м³/с; K_0 – символ функции Макдональда с нулевым индексом, безразмерный; r_c – радиус скважины, м; λ – пьезопроводность определяется проницаемостью трещин, сжимаемостью трещин и поровых блоков, см•мкм²/мПа•с; τ – характерное время запаздывания массообмена между трещинами и блоками, с.

Итак, на рисунке 3.4 а начальный участок КПД отражает обменные процессы между трещинами и блоками, а средний - сжимаемость трещин после остановки скважин, так что их наклон прямого отношения к проницаемостной неоднородности пласта вокруг скважины не имеет, и для того чтобы определить близкую к истинной проницаемость прискважинной зоны представляется более обоснованным соединить прямой на графике ΔP - $\lg t$ первую точку начального участка КПД и точку пересечения среднего участка с третьим, характеризующим удаленную зону пласта (как показано на рис. 3.4а). Такая линия является «**хордой**» и её параметры определяют состояние прискважинной зоны пласта.

В качестве еще одного примера на рис. 3.5а, б по скважине №10709 приведены КПД до и после ГТМ по закачки закупоривающего агента. При этом дополнительно по этой скважине были сделаны исследования на установившихся режимах и построены индикаторные диаграммы (Рис. 3.6).



а)



б)

Рис. 3.5 – Кривая падения давления по скв. № 10709: а) до закачки закупоривающего материала; б) после закачки закупоривающего материала

В отличие от предыдущего примера в данной скважине начальный скачок давления после ГТМ не исчез, а только сократился с 7 МПа до 4,7 МПа, что свидетельствует о том, что не все трещины в прискважинной зоне скважины оказались

закупоренными, и, с этой точки зрения, произведенное мероприятие нельзя назвать достаточно эффективным. Это подтверждается так же тем, что гидропроводность, определенная по хорде [АС], изменилась незначительно - с 77 до 71 мкм²•см/мПа•с. То, что именно это значение гидропроводности отражает состояние прискважинной зоны, подтверждают результаты определения гидропроводности по хорде и индикаторным диаграммам, которые, не только по этой скважине, но и по многим скважинам, показывают, что соотношение гидропроводностей до/после ГТМ, определенных по хорде из КПД, и соотношение гидропроводностей до/после ГТМ, определенных по индикаторным диаграммам, близки. А индикаторные кривые, как известно, отражает состояние прискважинной зоны.

Для сопоставления проницаемости, полученной по хорде, в качестве альтернативной методики была взята особая математическая модель Полларда [49]. Теория Полларда была разработана по данным анализа результатов кислотных обработок скважин в трещиноватых карбонатных коллекторах. Согласно этой модели движение жидкости в пласте происходит в результате одновременного расширения жидкости, насыщающей пустоты обеих систем – матрицы и трещин. Сравнительные расчеты показывают, что трещинная проницаемость по Полларду близка к величине, определенной

по хорде. Добавим, что по методике Полларда используется коэффициент продуктивности и данные о скачке давления.

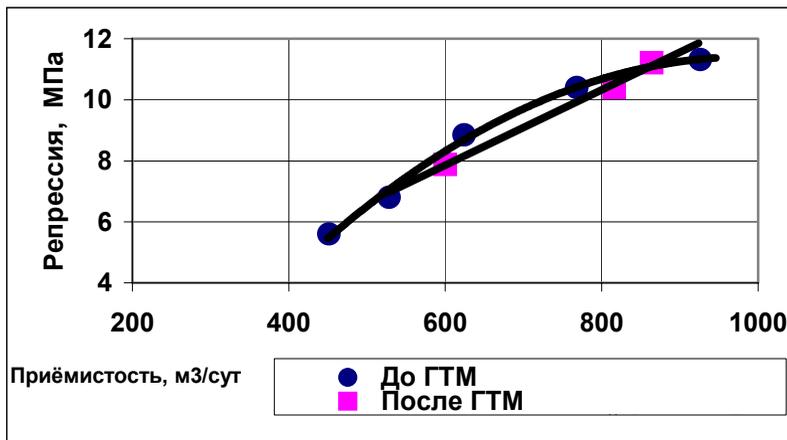


Рис. 3.6 – Индикаторная диаграмма по скв. № 10709 до и после закачки закупоривающего материала

Из рисунка 3.6 и таблицы 3.1 с результатами интерпретации видно, что соотношение гидропроводностей до/после ГТМ, определенных по хорде из анаморфозы КПД и соотношение гидропроводностей до/после ГТМ, определенных по индикаторным диаграммам, практически равны и близки к единице. Этот факт является дополнительным доказательством того, что хорда определяет фильтрационные свойства прискважинной зоны. При этом, как видно из рисунка 3.6, индикаторная диаграмма после ГТМ не претерпела изменений - новая линия практически совпадает с той, что была до того, и близка к прямолинейной, однако внутренне система взаимодействия трещин и пор изменилась (Рис. 3.5) (изменился наклон и протяженность отдельных первых участков КПД). То есть влияние закачки закупоривающего состава на прискважинную зону налицо (уменьшился скачок давления на первом этапе исследования по КПД), однако профиль приемистости по пропласткам перераспределился таким

образом, что по индикаторным линиям эти изменения отметить не удастся. Индикаторная диаграмма не нечувствительна к обменным процессам, и то же можно сказать о хорде, соединяющей крайние точки интервала времени, в течение которых они происходят.

Отметим, что индикаторные линии могут иметь линейный характер даже в истинно трещиноватых коллекторах при низкой пустотности и высокой относительной проницаемости трещин, когда не достигается турбулентность течения [49].

Таблица 3.1.

Гидродинамические параметры скважины № 10709 до и после ГТМ по закупорке трещин

Параметры		Гидропроводность, мкм ² •см/мПа•с
Определенные из хорды [АС] по КПД	до ГТМ	77
	после ГТМ	71
Определенные по индикаторным диаграммам	до ГТМ	131
	после ГТМ	124

Совпадение индикаторных линий (Рис. 3.6) на фоне происшедшей трансформации прискважинной зоны, дополняет аргументацию о том, что по отдельности первые участки КПД не определяют истинную проницаемость прискважинной зоны, а характеризуют сжимаемость трещин и их взаимодействие с поровыми блоками.

Таким образом:

1 Для условий Самотлорского месторождения установлено, что гидродинамические параметры прискважинной зоны могут быть определены по наклону хорды, соединяющей крайние точки областей обменных

процессов между трещинами и блоками, по кривым падения давления, построенным в полулогарифмических координатах.

2 Относительное изменение скачка давления на КПД до и после ГТМ свидетельствует об эффективности работ по изоляции техногенных трещин вокруг нагнетательной скважины. Эффективность закупорки трещин в прискважинной зоне определяется исчезновением скачка давления на КПД, если после закупорки существовавших трещин не образуются новые.

3.2 Исследование влияния составов по ВПП на изменение профилей приемистости по результатам геофизических исследований

В настоящий момент, на Самотлорском месторождении накопленный спектр технологий по ВПП составляет более 90 составов. Такое многообразие объясняется тем, что на месторождении в разные годы работало более 20 подрядных организаций. На сегодня, можно сказать, что большинство технологий, несмотря на различное название (аббревиатуру), по своему химическому составу и принципу воздействия на пласт во многом схожи. Ниже проведена их классификация.

3.2.1 Классификация применяемых составов для выравнивания профилей приемистости

Весь спектр технологий предлагается разделить на **три основные группы композиций** по размеру кольматирующих частиц и эффективной вязкости.

Первая группа включает технологии воздействия на прискважинную зону пласта, основанные на применении волокнисто-дисперсных систем, кольматирующих трещины и промытые водой интервалы пласта. Нагнетаемая в пласт вода фильтруется по новым каналам, воздействуя на застойные нефтенасыщенные зоны. Отличительной особенностью этих составов является то, что не требуется время для образования твердых частиц, они уже присутствуют в закачиваемой

композиции, эти составы закачиваются в готовом виде.

Размер дисперсных частиц от 10 до 500 мкм, допускается наличие частиц до 1 мм. Для сравнения – размер пор составляет 10-120 мкм. Эффективная вязкость растворов до 200 мПа•с. Составы относятся к **крупнодисперсным маловязким** композициям.

Базовыми технологиями этой группы являются:

- дисперсный состав на основе древесной муки (ДС);
- торфо-гуматный состав на основе фрезерованного торфа (ТГС);
- дисперсный состав на основе лигнина и глинопорошка (ЛДС);
- состав на основе технического углерода (ТУ).

Ко **второй группе** относятся технологии воздействия на прискважинную зону, основанные на применении осадко - гелеобразующих составов.

Составы относятся к группе **высоковязких мелкодисперсных**. Вязкость закачиваемых составов составляет до 300-500 мПа•с и возрастает по мере сшивки или гелеобразования. Диаметры сшитых гель-частиц больше размеров пор, однако эти частицы способны двигаться в высокопроницаемых интервалах, что доказано многочисленными опытами. Отметим, что образование осадков и гелей происходит не на поверхности, а в пласте, в результате влияния температуры через определенный промежуток времени.

Искусственное образование осадков и гелей достигается применением следующих базовых композиций:

- состава на основе силиката натрия, хлоридов кальция и натрия и кислот (ОС, GeO и т.п.);
- осадкообразующего состава на основе сернистого натрия, хлорида кальция и моющего детергента (дезинфицирующего) состава МДС (КС-2);
- композиции на основе сернистого алюминия, хлорида кальция и кальцинированной соды (ДОС);
- осадкообразующего состава на основе карбоната кальция, хлорида аммония и сульфатов металлов (АМОС).

К этой же группе относятся растворы, полученные на основе смешивания гидролизованного ПАА и добавок, в результате чего образуется осадок в виде крупных сшитых полимерных частиц. Эти составы на Самотлорском месторождении известны под названием ПДС.

Из составов этой группы нашли применение вязкоупругие гели (ВУГ) на основе ПАА вспомогательных реагентов - инициаторов сшивки и сшивателей (КССБ, хромпика, лигнина, хлорида аммония, ацетата хрома) и составы, приготовленные на основе биополимера БП-92

К **третьей группе** композиций относятся комплексные составы, сочетающие указанные выше типы составов.

Последовательная закачка в нагнетательную скважину двух или нескольких базовых составов, обеспечивая комплексность, позволяет регулировать проницаемость прискважинной зоны, дифференцированно воздействуя на разнопроницаемые интервалы разреза.

3.2.2 Характер изменения профилей приемистости скважин после проведения ВПП

Проведение специальных геофизических исследований, по определению профиля приемистости нагнетательных скважин, позволяет проанализировать эффективность перераспределения потоков закачиваемой воды. Для оценки влияния составов на характеристику прискважинной зоны использовались кондиционные результаты исследований. При этом из большого объема фактического материала для анализа и интерпретации отобраны только те исследования по скважинам, где до и после проведения работ по ВПП рабочие депрессии на пласт были близки.

Изменения произошедшие на диаграммах профилей приемистости оценивались по четырем параметрам и фактам:

1) Изменение профиля приемистости может произойти по следующим основным сценариям: а) профиль не изменился; б) профиль изменился в сторону его уменьшения в пределах старых интервалов поглощения; в) профиль изменился в сторону его увеличения или уменьшения, но в пределах новых интервалов.

2) Изменение местоположения по разрезу максимально принимающего интервала пласта (имеется в виду в пределах интервала до проведения работ по ВПП или в новом интервале);

3) Изменение коэффициента охвата пласта по разрезу:

$$K_{охв} = H/h, \quad (3.2)$$

где H — принимающая толщина пласта (по ГИС), м; h — толщина пласта, вскрытая перфорацией, м.

4) изменение коэффициента дифференциации [49]:

$$K_{диф} = q_{\max}/q_{\text{ср}}, \quad (3.3)$$

где q_{\max} — приемистость максимально принимающего пропластка в разрезе скважины на 1 м, м³/сут; $q_{\text{ср}}$ — средняя приемистость всех вскрытых интервалов в скважине на 1 м толщины, м³/сут.

Типовые примеры изменения профилей приемистости, после проведения ГТМ, приведены на рисунках 3.7 - 3.11 , где

отображены изменения принимающих толщин пластов.

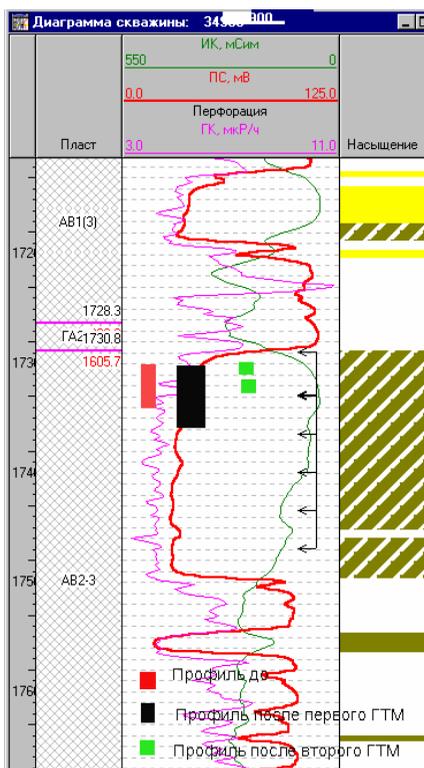


Рис. 3.7 - Изменение профиля приемистости после ВПП в районе интервала принимавшего до проведения операции

Так из рисунка 3.7 видно, что после первого ГТМ произошло расширение профиля, после второго ГТМ - сужение профиля, и все эти изменения происходят в районе интервала, принимавшего до ГТМ.

На рисунке 3.8 приведен пример многократного проведения работ по ВПП на скважине № 1225 высоковязкими мелкодисперсными составами.

Из примера на рисунке 3.9 видно, как произошло увеличение поглощающей толщины после воздействия высокодисперсными маловязкими растворами, что проявилось в появлении нового интервала.

На рисунке 3.10 приведен еще один пример уменьшения работающей толщины вследствие перераспределения потоков при воздействии высоковязких составов.

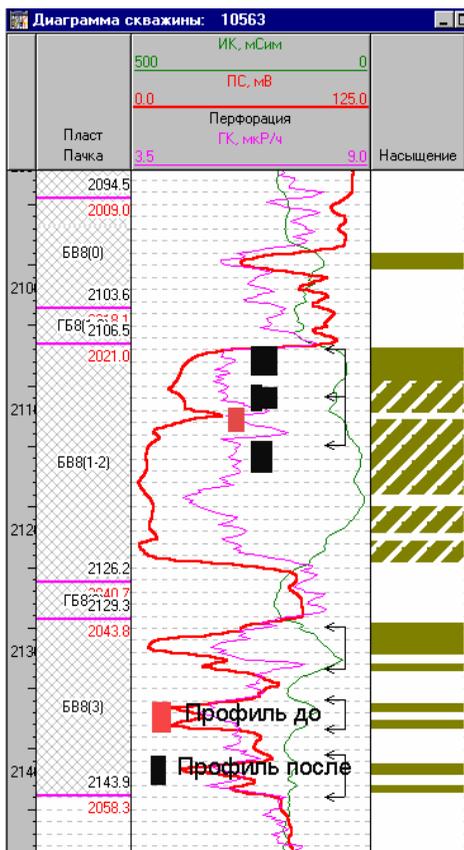


Рис. 3.9 - Изменение профиля приемистости после ВПП с подключением новых интервалов

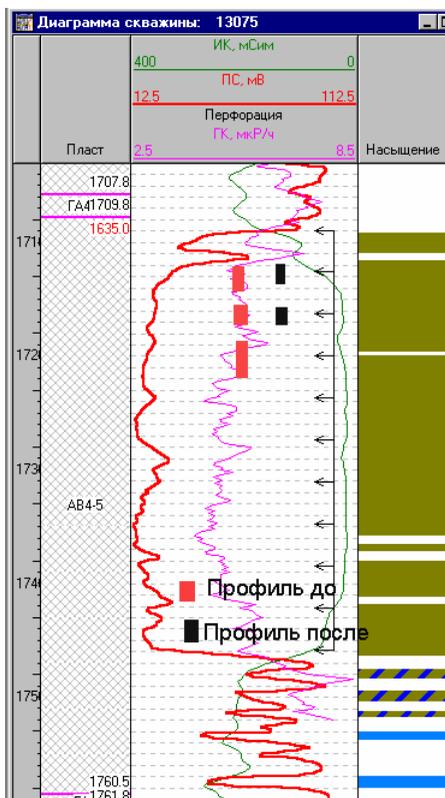


Рис. 3.10 - Изменение профиля приемистости после ВПП высоковязкими составами

Отметим важность того обстоятельства, где находился интервал максимальной приемистости по разрезу скважины до и после ВПП, и значимость самой величины удельной приемистости этого интервала. Так, по сути, интервал с максимальной приемистостью - это точка отсчета при оценке кольматирующих свойств состава. Действительно, если этот интервал остается на прежнем месте после проведения работ, то

закупоривающие свойства композиций можно охарактеризовать как недостаточные, и «коэффициент их полезного действия» ниже возможного. Сама абсолютная величина удельной приемистости максимально принимающего интервала определяет коэффициент дифференциации, а также неоднородность и ступенчатость профиля приемистости. Действительно, чем выше приемистость отдельно взятого пропластка, по сравнению со всеми остальными, тем выше коэффициент дифференциации.

В соответствии с типизацией составов для ВПП проведен обобщающий анализ влияния закупоривающих свойств составов на изменение профиля приемистости. Схематическое представление изменения профиля приемистости, в зависимости от применяемого типа состава приведено на рисунке 3.11. Отметим две составляющие, характеризующие эффективность ГТМ по выравниванию профиля приемистости:

- а) изменение и перераспределение потоков в виде относительного уменьшения проводимости высокопроницаемых интервалов или их полная изоляция;
- б) изменение принимающей толщины.

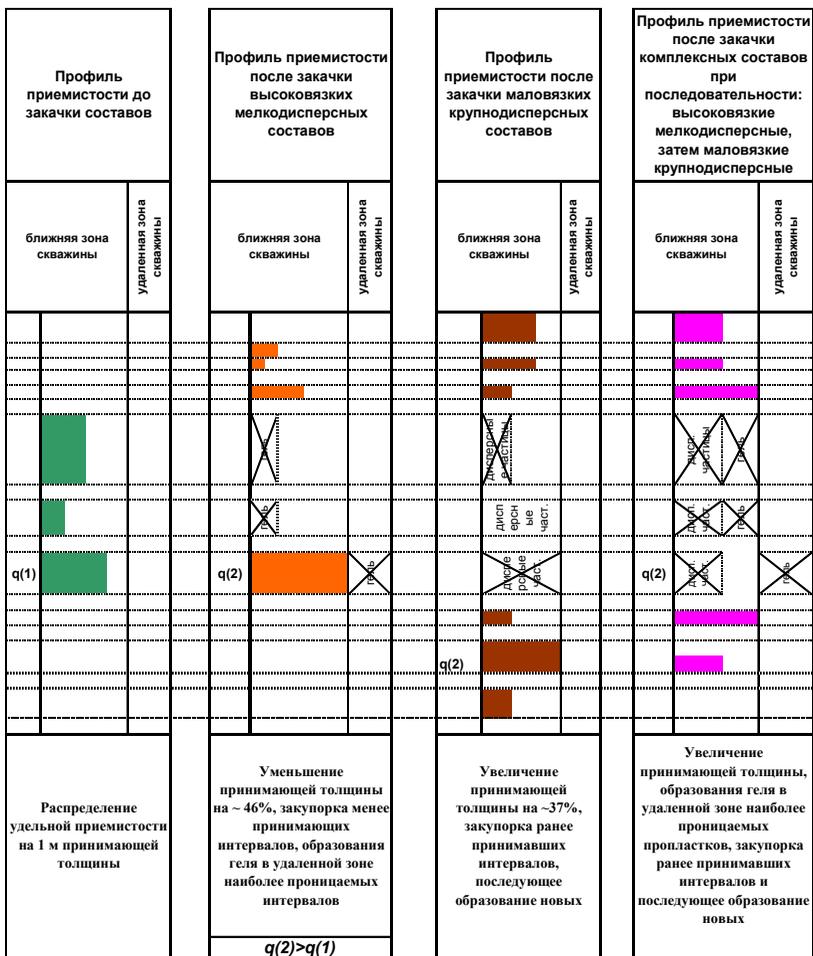


Рис. 3.11 - Схема изменения профиля приемистости после ВПП в зависимости от применяемого типа состава: (1) и (2) – соответствует до и после ВПП; q – удельная на 1 м приемистость максимально принимающего пропластка (по ГИС)

Сумма этих двух составляющих оказывает существенное влияние на реакцию добывающих скважин.

Дифференцированное влияние на профиль приемистости различных типов составов обусловлено следующими факторами:

Первый фактор - Высоковязкие мелкодисперсные составы, в виду их реологических свойств, закупоривают относительно менее, но тоже достаточно проницаемые каналы, одновременно проникая в трещины. При этом, поскольку процесс геле-осадкообразования происходит не сразу, а с течением времени, то сшивание их происходит уже после пуска скважину под нагнетание. Добавим, что ввод под нагнетание скважины сразу после окончания закачки композиций предусмотрен действующими регламентами и обусловлен не допущением, того, чтобы остатки геля находились в скважине, дабы не получить «стоп». Это способствует тому, что в самих трещинах, гель в ближней зоне может быть вымыт, образуясь уже в пласте.

Кроме того, не имея возможности проникнуть в слабопроницаемые интервалы, высоковязкие составы, попадая в трещины, могут их раскрывать еще больше, чему причина - их большая проницаемость относительно других интервалов. Этому способствуют плотность закачиваемых растворов (более 1200 кг/м^3) и давление закачки композиций, которое по существующим регламентам может быть до 12-13 МПа. В процессе нагнетания состава, насыщение раствором существовавших трещин достигает критической величины, и состав может способствовать раскрытию трещин, но в других интервалах.

При этом если с использованием высоковязких составов профиль приемистости и перемещается по разрезу, то максимально принимающий интервал находится на прежнем месте и его приемистость увеличивается. А это означает, что после ВПП поглощение нагнетаемой воды обеспечивается суммарно еще более узким интервалом, поэтому остальным интервалам просто «незначем» принимать воду. Для обеспечения приемистости после ВПП достаточно одного, но мощного интервала и нескольких менее принимающих.

Выяснилось также, что высоковязкие составы не в полной мере изолируют самые высокопроницаемые каналы и способствуют уменьшению принимающей толщины в среднем только на 46%.

Однако **«полезность»** высоковязких композиций заключается в том, что они выявляют относительно менее принимающие интервалы, которые тоже являются зонами приоритетной фильтрации. Изоляция этих интервалов приводит к изменению направления фильтрационных потоков, а проникновение состава в наиболее проницаемый пропласток обеспечивает образование геля в удалении от скважины, что способствует кольматации «кончиков» трещин.

В подтверждение того, что образование одного мощного, но узкого интервала приемистости, ведет к сокращению работающей толщины на рисунке 3.12. приведена полученная зависимость - изменение принимающей толщины от изменения коэффициента дифференциации. Отсюда однозначно следует вывод о том, что увеличение Кдиф (после) в большинстве случаев ведет к уменьшению работающей толщины. Другими словами, увеличивающаяся неоднородность разреза способствует сужению интервала приемистости. Действительно, в параметре гидропроводности связаны две физические величины: толщина и проницаемость, поэтому при сопоставимых коэффициентах приемистости до и после ГТМ увеличение проницаемости определяет уменьшение принимающей толщины.

принимающая толщина пласта увеличивается при этом в среднем на 34%. Действительно, при закупорке основной массы трещиноватых принимающих интервалов и уменьшении их суммарной проницаемости, поступление воды должно обеспечиваться более широким интервалом. Стоит еще раз отметить, что в данном случае, раскрытие новых трещин происходит не в момент нагнетания состава - поскольку плотность растворов ниже единицы и давления закачки не превышают давления разрыва, а уже после пуска скважины под закачку. Немаловажным фактором, способствующим процессу последующего трещинообразования, является то, что на Самотлорском месторождении в 80% нагнетательных скважин давления нагнетания в водоносах превышают давления разрыва пластов. Максимум удельного объема закачки при этом перемещается в другой интервал, проницаемость трещин по КПД уменьшается, поскольку это уже другие трещины, непромытые настолько, как существовавшие. Таким образом, снижение обводненности в добывающих скважинах обеспечивается закупоркой наиболее проницаемых интервалов, изменением профиля приемистости и увеличением коэффициента охвата в нагнетательных скважинах.

Таким образом, было установлено, что в зависимости от типа применяемой композиции может происходить, как частичная изоляция прежних интервалов с одновременным проникновением состава в глубь пласта, так и полная закупорка работающих интервалов с последующим открытием новых.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что во всех вышеизложенных случаях ранее работавшие менеепроницаемые каналы закупориваются. В тоже время выяснилось, что при проведении ВПП традиционными композициями не обеспечивается селективность по отношению к разнопроницаемым интервалам. Ниже в разделе 4 изложена разработанная технология воздействия пенными системами, которая, по мнению авторов, лишена этого недостатка.

Установленные закономерности изменения профилей приемистости позволяют сделать следующий вывод: если

неразрывно, в определенной последовательности, применять оба эти типа композиций, то можно получить синергетический эффект за счёт коэффициента охвата и коэффициента дифференциации (сглаживается неоднородность) и обеспечить на некотором удалении от скважины закупорку «кончиков» трещин.

Этот важный вывод находит свое подтверждение при воздействии на пласт комплексными составами, сочетающими свойства вышеуказанных типов составов.

В связи с тем, что немаловажную роль в процессе вытеснения нефти играет протяженность трещин, то научно обоснованное сочетание различных композиций может обеспечить комплексное воздействие на удаленную и прискважинную зоны пластов.

Поэтому если, например, необходимо воздействовать на удаленные зоны высокопроницаемых интервалов пласта, то комплексные композиции следует закачивать в следующей последовательности:

- вначале составы, формирующие потокоотклоняющее тело и набирающие вязкость через определенный промежуток времени в глубине пласта;

- затем нагнетаются более вязкие или дисперсные составы, которые повышают фильтрационное сопротивление в трещиноватых или высокопроницаемых промытых интервалах прискважинной зоны, и тем самым способствуют увеличению профиля приемистости.

Действительно, следующий вариант развития событий происходит при закачке комплексных составов, сочетающих свойства вышеуказанных типов составов. Из рисунка 3.11 видно, что комплексные составы ведут себя подобно маловязким дисперсным композициям, с тем отличием, что в максимально принимающий интервал прежде поступает высоковязкий состав, в результате чего образуется потокоотклоняющее тело на удалении от скважины.

Добавим, что в целом изменение проницаемости удаленной зоны после применения моно композиционных

технологий ВПП отмечено только в 30% случаев. Этот факт позволяет говорить о том, что составы, применяемые для ВПП, воздействуют в основном на ближнюю зону. Поэтому, при необходимости воздействовать на удаленные зоны пласта следует закачивать комплексные композиции в определенной последовательности:

В последние годы, процесс подбора рабочих составов заключался на бессистемном сочетании различных базовых технологий. С учетом накопленного обширного материала по промысловым испытаниям и данных лабораторных исследований, создан руководящий документ РД 39-39343456-027-99 «Инструкция по применению комплексных составов для увеличения коэффициента нефтеизвлечения» [55]. В этом документе научно обоснованы и рекомендованы комплексные составы в зависимости от проницаемости пластов и приемистости скважин, оптимизировано применение различных типов составов, что позволило целенаправленно и избирательно воздействовать на различные интервалы разреза и зоны пласта.

Для примера на рисунке 3.13 приведено изменение профиля приемистости, произошедшее после применения комплексной технологии ЭДС+ДС, сочетающей использование высоковязкой эмульсии (продукт подготовки нефти) и крупнодисперсного состава на основе древесной муки. При этом первым закачивался высоко вязкий состав ЭДС для воздействия на удаленные зоны скважины, а затем для более полной кольматации наиболее принимающих интервалов была закачена древесная пульпа. Из рисунка видно, что произошло увеличение коэффициента работающей толщины ($K_{рт}$) с 0,33 до 0,38. Профиль приемистости также изменился и переместился по разрезу с подключением новых интервалов поглощения воды.

В эффективности предложенных авторами схем воздействия убеждает общий объем и результаты выполненных работ на месторождении с использованием комплексных составов. Так, начиная с 2000 г., проведено более 900 скважино-операций, а дополнительная добыча составила до 25% от базовой величины или около 1,8 млн. т. Результаты отражены

в таблице 3.2, из которой видно, что использование после 1999 г. комплексных составов (или точнее технологий) обеспечивает большую эффективность на скважино-операцию, по сравнению с осадко-гелеобразующими или дисперсными составами.

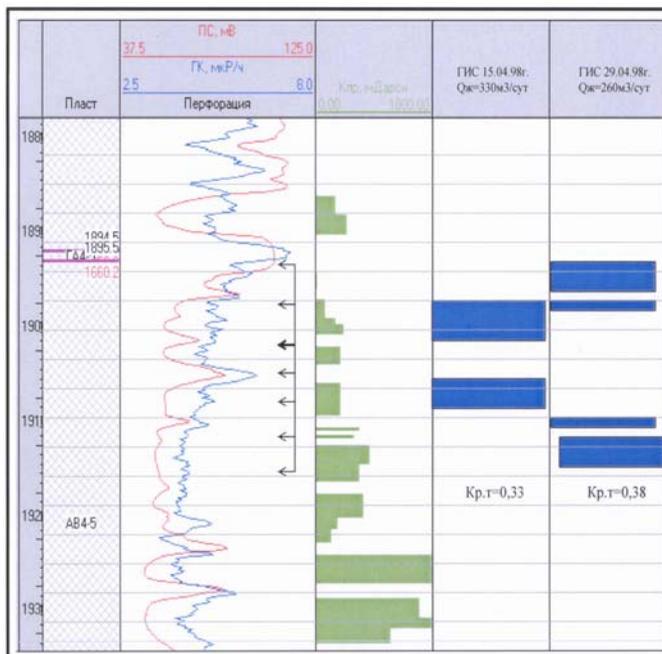


Рис. 3.13 - Профиль приемистости нагнетательной скважины № 3645 пласта АВ₄₋₅ до и после закачки комплексного состава (эмульсионных систем с древесной мукой)

Анализ показал, что на одну скважино-операцию с применением комплексных технологий приходилось в среднем за 2000-2001 гг. 2. тыс. т дополнительно добытой нефти, в то время как с применением остальных типов составов в 1,3-2 раза меньше (1-1,6 тыс. т на скважино-операцию).

Таблица 3.2

Эффективность и объемы применения различных составов

Состав	Годы			
	1994-1999	2000	2001	2000-2001
Объемы работ, шт.				
Дисперсные	670	374	138	512
Комплексные*	528	613	306	919
Осадко-гелеобразующие	1074	1133	931	2064
Всего	2272	2120	1375	3495
Дополнительная добыча нефти, тыс. т				
Дисперсные	3157	656	154	810
Комплексные	2155	1362	439	1801
Осадко-гелеобразующие	3882	1446	803	2249
Всего	9194	3464	1396	4860
Дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию, тыс. т				
Дисперсные	4,7	1,8	1,1	1,6
Комплексные	4,1	2,2	1,4	2,0
Осадко-гелеобразующие	3,6	1,3	0,9	1,1
Всего	4,0	1,6	1,0	1,4
Примечание: с 2000 г. термин комплексные составы подразумевается согласно РД39-39343456-027-99 [55]				

Таким образом, по мнению авторов, в подходах к решению проблем снижения обводненности должна обеспечиваться комплексность, и не только сочетанием адресного воздействия на удаленные и прискважинные зоны, но и селективностью воздействия на разнопроницаемые интервалы.

Такими адресными селективными свойствами обладают, например, пенные системы.

Таким образом, комплексное сочетание технологий способствует решению проблем вытеснения на всем околосокважинном пространстве от нагнетательной до добывающей скважины. Применение комплексных составов усилит технологии массивированного полимерного и ПАВ-заводнения.

Кроме того, проблема воздействия на удаленные зоны может быть решена применением специальных систем, которым посвящен раздел 4 настоящей работы.

3.3. Анализ изменений профилей приемистости по данным комплексных гидродинамических и геофизических исследований скважин

Нами проанализированы результаты ГДИС и геофизических исследований до и после воздействия по ВПП.

Сопоставим изменение принимающей толщины по ГИС от изменения гидропроводности по ГДИС. При этом возьмем соотношения этих параметров до и после ГТМ.

На рисунке 3.14 приведена полученная зависимость, которая показывает изменение принимающей толщины от изменения гидропроводности, определенной по хорде.

Оказалось (из графика), что изменение профиля приемистости имеет тенденцию к увеличению работающей толщины при уменьшении гидропроводности прискважинной зоны после ВПП и, наоборот, при увеличении гидропроводности после ВПП работающая толщина уменьшается. Значения прироста дебита нефти (Δq – показанные на рис. 3.11), по реагирующим скважинам,

подтверждают значимость коэффициента работающей толщины в нагнетательной скважине: в среднем прирост дебита нефти в полтора раза выше там, где после ВПП увеличилась принимающая толщина, или, что то же самое, коэффициент охвата.

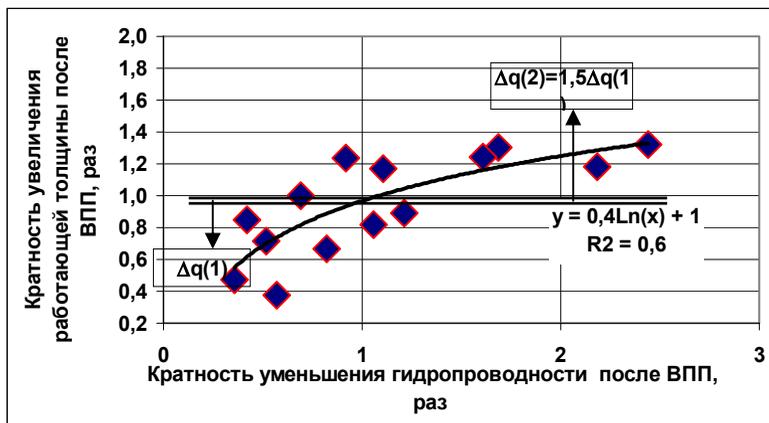


Рис. 3.14 – Изменение принимающей толщины в зависимости от изменения гидропроводности, определенной по хорде: Δq – приросты дебитов нефти, т/сут

Зависимость принимающей толщины от изменения гидропроводности имеет логарифмический характер и выражается уравнением:

$$\frac{h_2}{h_1} = 0,4 \ln \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} + 1, \quad (3.4)$$

где индексы 1 и 2 означают до и после ГТМ; h – работающая толщина в скважине, м; ε – гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$.

То, что уменьшение гидропроводности по хорде свидетельствует об увеличении работающей толщины,

объясняется тем, что закачиваемая вода принимается уже не узким и высокопроницаемым промытым пропластком или малой долей пропластков, а значительно менее проницаемыми, но в сумме более широкими по высоте интервалами разреза. Действительно, повторимся, что в формулу гидропроводности входит два основных параметра: проницаемость и толщина, и если происходит закупорка высоко проницаемого узкого интервала и падает общая гидропроводность, то для того, чтобы обеспечить поступление в скважину из водовода прежних объемов воды необходим более широкий интервал при низких проницаемостях. Иными словами, уменьшение проницаемости (кольматацией части интервала какими-либо составами) компенсируется увеличением работающей толщины. Увеличение работающей толщины обеспечивается, собственно, не напрямую составами по ВПП, поскольку это составы «загрязняющие», но не интенсифицирующие прискважинную зону, а обеспечивается последующей эксплуатацией нагнетательных скважин в трещинном режиме при повышенных давлениях нагнетания (имеет место в большинстве скважин на Самотлоре), что и способствует образованию новых, но еще мало промытых и не настолько проницаемых интервалов. Наиболее подробно этот вопрос рассматривался нами ранее в [56]. При этом с одной стороны получается, что высокие давления закачки способствуют образованию новых каналов и вовлечению каких-то других интервалов, и это положительно. Но с другой стороны именно постоянное высокое давление закачки способствует образованию протяженных каналов низкого фильтрационного сопротивления, которые и приводят к неравномерности закачки и выработки запасов по разрезу. Однако отсюда следует очень важная рекомендация при производстве работ по закачке закупоривающих материалов:

- производить закачку составов следует при как можно низких давлениях, чтобы не расширить существующие каналы или трещины;
- после закачки состава скважина должна быть остановлена на реагирование или загущение (набухание)

композиции;

– после этого необходимо кратковременно поднять давление нагнетания для образования новых микротрещин в новых интервалах и, соответственно, обеспечить расширение профиля приемистости;

– и, наконец, что очень важно, дальнейшую закачку воды следует вести при давлениях меньших давления гидроразрыва пластов, что может быть обеспечено установкой штуцера.

Для изоляции промытых интервалов пласта разработан ряд технических решений, защищенных патентами РФ [57-59].

Таким образом, при оценке эффективности воздействия составов по ВПП, помимо изменения начального скачка давления, не менее важную роль играет и характер изменения гидропроводности.

По гидродинамическим исследованиям на неустановившихся режимах, до и после ВПП, можно судить об эффективности произведенных работ с точки зрения увеличения принимающей толщины и закупорки трещин.

- уменьшение гидропроводности после ВПП говорит о способности составов увеличивать коэффициент охвата;

- уменьшение скачка давления говорит об изменении емкости трещин.

Выводы:

– установленные для Самотлорского месторождения факты убедительно свидетельствуют, что ступенчатость профиля приемистости определяет принимающую толщину в прискважинной зоне. Чем выше неоднородность профиля, а особенно при наличии мощного промытого или трещиноватого пропластка, тем меньше работающая толщина. Поэтому «коэффициент полезного действия» состава для ВПП определяется, в том числе, по способности закупоривать этот мощный пропласток;

– из вышеизложенного следует вывод, что огромное значение при подборе скважин для ВПП играют параметры

прискважинной зоны, то есть нагнетательные скважины на участке, пробуренные в схожих геологических условиях, должны обрабатываться в порядке, начиная с кандидатов, имеющих больший скачок давления, а затем в порядке убывания скачка;

– полученные результаты и зависимости дают возможность прогнозировать результат работ по ВПП и обеспечить рациональный подбор скважин кандидатов и составов для выравнивания профиля приемистости без дополнительных затрат на повсеместное проведение геофизических работ по определению профиля приемистости;

– очередность применения составов в комплексных технологиях играет важную роль при оптимизации технологий;

– одним из основных, направлений совершенствования методов выравнивания приемистости должно быть разработка **потокоотклоняющих** технологий с составами **невысокой** вязкости, но со значительной закупоривающей способностью, обеспечивающих как можно полную изоляцию **наиболее высокопроводящих** каналов. Составы должны обладать особым свойством селективности по отношению к разнопроницаемым интервалам. При этом большое значение имеет способность составов проникать в глубь пласта для отклонения потоков воды в межскважинном пространстве.

Исследованию и разработке таких составов посвящен раздел 4.

3.4. Методика подбора участков и скважин для применения потокоотклоняющих технологий

Как правило, организация ведения работ по применению ВПП и потокоотклоняющих технологий в нефтегазодобывающих предприятиях сводится к выдаче подрядчику участков залежи, где, по мнению недропользователя, и необходимо первоочередное применение этих методов. При этом подбор участков происходит не по научно – обоснованным критериям, а по опыту прошлых работ.

Основными признаками при этом являются наличие высокообводненного фонда скважин, низкий уровень или падающая добыча нефти, высокая или резко растущая обводненность.

В последующем подрядчик, адаптируя свои технологии к термобарическим условиям пластов и приемистости скважин, вынужден применять технологии без уверенности в достоверности остаточных запасов и вне зависимости от степени выработки участков, а во многих случаях без объективной оценки необходимости в таких работах. В это же время качество применяемых реагентов находится в обратной зависимости от объема их применения, что обусловлено ограничивающей ценовой политикой недропользователей. В результате эффективность работ на месторождении становится неоднозначной, а у производителей формируется негативное мнение.

Поэтому, вопросы научно – обоснованного подбора участков и очередности обработок скважин, последовательности применения технологий приобретают первостепенную роль при использовании методов химического воздействия.

Основываясь на результатах научных исследований и опыта применения МУН на месторождении, авторами разработана концепция выбора объектов для применения потокоотклоняющих технологий. Концепция заключается в необходимости строго обоснования потребности таких работ на участках и очередности подбора скважин для применения технологий. В первую очередь должны выбираться участки воздействия, где есть реальная необходимость в работах по повышению нефтеотдачи, а затем скважины внутри участков должны обрабатываться в порядке от скважин, имеющих наиболее неблагоприятные условия эксплуатации с точки зрения равномерности охвата по пропласткам.

Приоритетными предпосылками для применения потокоотклоняющих технологий на участках в условиях значительной степени выработки запасов и высокой обводненности продукции являются следующие условия:

1 Наличие резко выраженной геологической фильтрационной неоднородности разреза пласта (предпосылка опережающей выработки запасов по отдельным пропласткам). В первую очередь обрабатываются участки с наиболее ярко выраженной неоднородностью.

2 Соответствие степени выработки запасов нефти обводненности продукции: чем меньше соответствие, тем в первую очередь диктуется необходимость проведения работ (это свидетельствует о наличии заземленных остаточных извлекаемых запасов).

3 Соотношение степени прокачки (в процентах от порового объема участка) и отбора от НИЗ (коэффициент полезного действия системы ППД). Чем больше это соотношение, тем меньше текущий коэффициент полезного действия системы ППД, и тем больше объемов воды закачено и извлечено, не совершив полезной работы по фронтальному вытеснению нефти. Этот факт так же говорит об относительной величине **искусственно** заземленных остаточных извлекаемых запасов. Поэтому в первую очередь следует обращать внимание на участки, имеющие наибольшее соотношение прокачки и отбора от НИЗ.

4 При сложившихся давлениях нагнетания воды свойства коллектора характеризуются двойной средой, проявление которых устанавливается по индикаторным исследованиям. При прочих равных условиях в первую очередь обрабатываются участки с наличием ярко выраженной техногенной трещиноватостью.

5 В условиях однородного геологического строения, например в монолитных залежах, сопоставляются проницаемости, определенные по добывающим и нагнетательным скважинам, соответственно по КВД и КПД. Различия в сторону большей проницаемости вокруг нагнетательных скважин говорят о том как «дышит пласт», т. е. как зависят свойства коллектора от процессов растяжения и сжатия. Чем больше эта разница, тем сильнее подвержены пласты со стороны нагнетательных скважин расслоению и

промывке, что ведет к образованию отдельных «ручейковых» полей фильтрации. Косвенным подтверждением сложившегося различия в фильтрационных свойствах таких пластов являются средние удельные показатели на 1 м•МПа по приемистости нагнетательных скважин и дебиту окружающих добывающих.

6 Должен быть выполнен анализ проведенных ранее работ по ВПП на участках. При прочих равных условиях, в первую очередь должны обрабатываться участки, в наименьшей степени подвергнутые обработкам по ВПП, поскольку запасы, которые могут быть извлечены с применением этих технологий, еще находятся в недрах.

Если на участках есть необходимость в проведении работ, то методика определения очередности подбора скважин внутри участков может быть следующей:

1 Определяются скважины, где профиль приемистости указывает на узкий интервал поглощения, и в разрезе скважины имеются пропластки, неохваченные закачкой. Тогда подключение неработающих интервалов приведет к увеличению полноты выработки запасов.

2 По профилю приемистости наблюдается явное несоответствие объемов закачки по пачкам и толщинам этих пачек, а также существует доказанная необходимость изменения этих пропорций и перераспределения закачиваемых вод. А необходимость может быть доказана сравнительным не соответствием объемов поглощения воды между пачками и их поровыми объемами, а так же отбираемым из них объемам жидкости. Такое не соответствие говорит о предрасположении объекта к неравномерности выработки запасов по пачкам.

3 Определяются скважины, имеющие наибольший объем техногенных трещин (по КПД имеющие максимальный скачок на начальном этапе исследования) – обоснование приведено в настоящем разделе. Скважины обрабатываются в порядке от большей величины скачка к меньшей величине.

4 Определяются скважины наиболее подверженные техногенной трещиноватости, когда по индикаторным исследованиям имеется вогнутость к оси приемистости. Такие

скважины являются первоочередными, поскольку они эксплуатировались в трещинном режиме.

5 Определяются скважины, имеющие максимальный накопленный объем закачки на 1 м мощности. То есть в результате более длительных и интенсивных процессов промывки пласта в округе таких скважин вероятность проявления каналов низкого фильтрационного сопротивления, ставших байпасом для вытесняющего агента, максимальна. При прочих равных условиях скважины обрабатываются в порядке откратно больших значений объемов закачки к минимальным.

Таким образом, по всему комплексу имеющихся данных и исследований согласно вышеуказанным критериям выбираются в первую очередь участки и скважины с наибольшим количеством факторов, свидетельствующим о неблагоприятной обстановке с выработкой запасов.

3.5. Последовательность применения физико-химических методов повышения нефтеотдачи

Следующим аспектом применения методов повышения нефтеотдачи пластов является изучение вопроса последовательности применения технологий на участках. По сложившейся на месторождении практике, зачастую, одни виды композиций ежегодно заменяются на другие без понимания того, в какой последовательности их необходимо применять, с тем лишь обоснованием, чтобы малоэффективный состав заменить на потенциально более эффективный.

Для максимизации воздействия на пласт такое разнообразие свойств составов и технологий предопределяет необходимость интегрировать их применение в определенной последовательности на одних и тех же участках. Поскольку различные составы воздействуют на различные элементы пластовой системы и отвечают за улучшение отдельных компонентов коэффициента нефтеизвлечения, то синергетически они не противоречат друг другу, и степень их воздействия зависит от степени их интеграции. Поэтому назрела

острая необходимость комплексного применения технологий.

Авторская концепция интеграции технологий заключается в последовательном применении различных составов применительно к высоко выработанным участкам залежей.

Концепция интеграция применения потокоотклоняющих технологий. Очевидно, что первым звеном по пути закачки воды в пласт является ближняя зона нагнетательных скважин, и рецидивы ее «болезней» значительно могут повлиять на степень выработки запасов. Отсюда следует вывод, что в первую очередь необходимо воздействовать на прискважинную зону, изначально предупреждая неравномерность охвата.

На втором этапе воздействию должны подвергаться удаленные зоны нагнетательных скважин для закупорки промытых каналов, а особенно в удаленной зоне, с целью максимального вовлечения в фильтрацию поверхности этих каналов.

После устранения первоочередных причин неравномерности выработки запасов, на третьем этапе должны подключаться технологии массированного физико-химического воздействия на пласт. Здесь речь идет о таком масштабном воздействии, которое сопоставимо с традиционным заводнением. Эффективность повышается либо за счет увеличения коэффициента вытеснения (снижение поверхностного натяжения на границе фаз), либо за счет увеличения охвата (увеличения вязкости вытесняющей фазы). Это может быть достигнуто применением соответственно поверхностно-активного и газового, либо полимерного заводнения. Возможны различные комбинации, например мицеллярное, полимерно-щелочное заводнение и т. д.

Важно отметить, что если при обработке ПЗП нагнетательных скважин закачка тампонирующих реагентов осуществляется непосредственно в скважину, то при организации физико-химического воздействия реагенты подаются в систему водоводов, в том числе возможно на приеме

КНС.

Во многом неудачи, связанные с осуществлением физико-химического заводнения, обусловлены излишне высокими давлениями нагнетания, вследствие которого закачиваемые реагенты «проскальзывают» в системе промытых водой высокопроводящих каналов.

По крайней мере, очевидно, что физико-химическое заводнение должно чередоваться с обработкой прискважинных зон нагнетательных скважин и нести характер комплексного воздействия.

На рисунке 3.15 приведена блок-схема разработанной концепции систематизации и последовательности применения технологий повышения нефтеотдачи пластов.

Последовательность применения технологий увеличения нефтеотдачи пластов

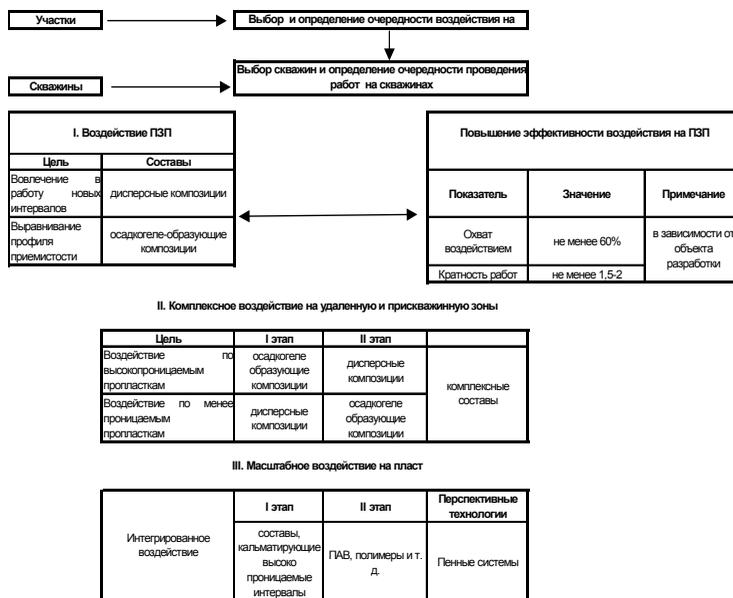


Рис. 3.15 – Блок-схема последовательности применения технологий повышения нефтеотдачи

Убедительным практическим подтверждением эффективности разработанного подхода при решении задач повышения нефтеотдачи явились результаты опытно-промышленных работ по полимерно-щелочному заводнению на четырех промышленных полигонах Самотлорского месторождения. Сочетание элементов полимерного заводнения, воздействия растворами ПАВ и технологий предварительной кольматации техногенных трещин комплексными осадко-гелеобразующими и полимер дисперсными системами позволило дополнительно добыть в среднем 4,4 тыс. т нефти на одну обработанную скважину, при длительности эффекта до 1,5 лет. Для сравнения, при использовании традиционных технологий ВПП добывается дополнительно около 1-1,5 тыс. т на одну нагнетательную скважину.

Одним из примеров практической реализации технологий интеграции комплексных составов явились полигоны опытно-промышленных работ по полимерно-щелочному заводнению. С июня 1999 года с участием автора диссертации на Самотлорском месторождении проводились испытания комплексного подхода на трех полигонах, суммарная дополнительная добыча составила около 50 тыс. т. Одним из таких полигонов был участок объекта АВ₂₋₃ в пределах НГДУ Самотлорнефть. На полигоне сочетались элементы полимерного заводнения, воздействия растворами ПАВ и осадко-гелеобразующих – полимер дисперсных систем.

Участок производства работ находится в юго-западной части Самотлорского месторождения в ЧНЗ пласта АВ₂₋₃. Размеры участка 3,8x4 км, общая площадь нефтеносности составляет порядка 10 км², балансовые запасы 16972 тыс. т. Остаточные запасы экспертно оценивались на уровне 1375 тыс. т, отбор от НИЗ - 84,9%, текущая обводненность 93,6%.

Перед проведением большеобъемных закачек полимеров и ПАВ для снижения влияния техногенной трещиноватости, были осуществлены малообъемные закачки потоковыравнивающих составов по технологиям ПДС и ДС. После проведения малообъемных закачек скважины

штуцировались для предотвращения образования новых техногенных трещин.

Закачка большеобъемных оторочек химреагентов (ПАА+МДС) в три нагнетательные скважины была начата 4 августа 1999 г. Всего было закачено 6,9 т ПАА, что соответствует 13320 м^3 раствора с концентрацией 0,05% и 45,6 т МДС, то есть 8101 м^3 раствора с концентрацией 0,5%. В соответствии с программой во все три нагнетательные скважины были закачаны промежуточные малообъемные оторочки (ПДС) общим объемом 1260 м^3 .

По результатам интерпретации данных ГДИ до и после проведения работ зафиксировано уменьшение гидропроводности как прискважинной (от 1,2 до 2 раз), так и удаленной зоны пласта (от 1,5 до 10 раз). По некоторым скважинам произошло увеличение скин-фактора в 3 раза. При этом радиус зоны трещиноватости уменьшился в 1,5 -2 раза.

Геофизические исследования до и после обработок показали изменение профиля поглощения по разрезу пласта и уменьшение коэффициента приемистости на 56%, увеличение работающей толщины на 30%.

Анализ эффективности за 12 месяцев с начала закачки больших объемов химреагентов показал следующее. Общая дополнительная добыча нефти, за один год по полигону № 1 составила 13,1 тыс. т (Рис. 3.16). Доля нефти в потоке увеличилась на 15%. Дополнительная добыча нефти на одну обработанную скважину составила 4,4 тыс. т.

Для сравнения при заводнении с использованием низкоконцентрированных ПАВ в 80-е годы на Самотлорском месторождении получено не более 1,2 тыс. т на одну обработку.

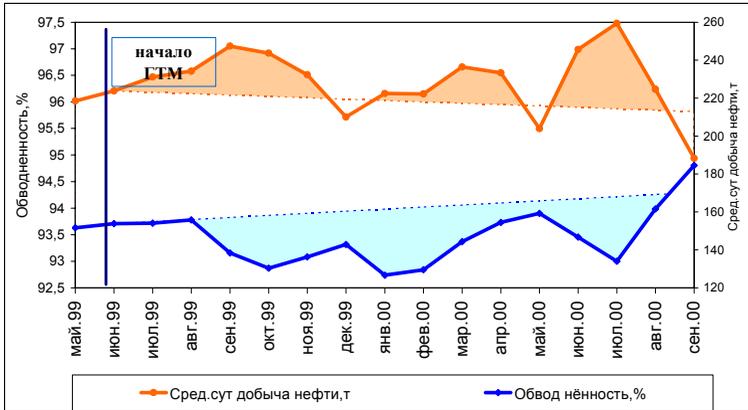


Рис. 3.16 - Динамика технологических показателей по полигону объекта АВ₂₋₃

Таким образом, концепция совершенствования применения методов повышения нефтеотдачи пластов на высокообводненных и выработанных участках пластов выражается в необходимости выбора участков, а затем скважин для проведения воздействия, при последующей интеграции технологий на конкретном участке.

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 3

1 Установленные закономерности трансформаций профилей приемистости и обоснованные критерии оценки изменения фильтрационных свойств прискважинной зоны по изменению скачка давления и наклоны хорды на КПД дают возможность подбирать наиболее эффективные составы для дальнейшего применения.

2 Последовательность применения композиций с различными реологическими свойствами и дисперсностью играет существенную роль при воздействии на нагнетательные скважины. С использованием разработанной технологии воздействия комплексными составами через нагнетательные скважины (РД 39-39343456-027-99) дополнительно добыто 1,8 млн.

т нефти.

3 Изоляция высоко проводящего интервала в разрезе скважины позволяет подключить в работу другие интервалы и увеличить по разрезу охват воздействием.

4 Предварительная кольматация промытых высокопроницаемых интервалов позволяет повысить эффективность применения полимерного заводнения, что подтверждено результатами практических на трех полигонах. В результате строгой последовательности применения и интеграции потокоотклоняющих технологий дополнительная добыча только по трем опытным полигонам составила более 4,4 тыс. т на одну скважину, что по сравнению традиционными технологиями выше в 2,9 раза.

4 РАЗРАБОТКА ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ГЕНЕРИРУЕМЫХ ПЕННЫХ СИСТЕМ

Установлено, что большинство применяемых на Самотлорском месторождении методов выравнивания профиля приемистости воздействуют на ближнюю зону скважин, в то время как не менее важно, чтобы перераспределение потоков нагнетаемой воды происходило в межскважинном пространстве там, где сосредоточены основные остаточные запасы нефти. Например, особую опасность представляют собой наиболее протяженные трещины или промытые каналы, служащие байпасом для проникновения воды в добывающие скважины, в это же время если «кончики» этих каналов на удалении от нагнетательных скважин закупорить каким-либо составом, то стенки высокопроницаемых каналов наоборот становится источником расширения площади фильтрации. Задача состоит в том, чтобы доставить состав на как можно большее расстояние, не кольматируя при этом прискважинную зону. Вместе с тем степень воздействия на удаленные зоны зависит от объема применяемой композиции. Использование дорогостоящих композиций на основе полиакриламидов, жидкого стекла, древесной муки и т.п. не позволяет закачивать их в объеме, сравнимом с объемом пор участка.

Поэтому, первоочередной является задача по созданию малозатратных технологий и реагентов для массивованного воздействия на пласт в целом.

Кроме того, как было отмечено, традиционные композиции по ВПП в различной степени кольматируют и низко- и высоко проницаемые пропластки в прискважинной зоне, хотя целесообразнее было воздействовать на высокопроницаемые интервалы.

Перед авторами работы стояла задача - разработать композицию, которая позволяла бы комплексно воздействовать как на прискважинную зону (выравнивание профиля

приемистости), так и на удаленную зону пласта. Кроме того, система должна обладать адресными селективными свойствами по отношению к разнопроницаемым интервалам, была дешева, и которую возможно закачивать в больших объемах, независимо от приемистости скважин.

Таким требованиям отвечают пенные системы, обладающие регулируемыми в широких пределах параметрами. Разработанная технология циклической обработки пенами позволяет доставлять ее на любые расстояния от скважины. Кроме того, поскольку пена в данной технологии образуется из природного газа, источником которого является газлифтный комплекс месторождения, то это способствует уменьшению остаточной нефтенасыщенности в удаленных зонах за счет снижения вязкости нефти содержащимся в пене газом.

Исследования, приведенные в разделе, направлены на создание составов, с заведомо заданными характеристиками, способными воздействовать на удаленные зоны скважин.

Согласно разработанной технологии, образование пены происходит не на поверхности, а в пласте, поэтому можно говорить от том, что, обладая низкой вязкостью, исходные компоненты пены (водный раствор ПАВ и газ) не засоряют малопроницаемые пропластки, а, проникая в высокопроницаемые, образуют в них пенный барьер.

Механизм пенообразования и их применение в нефтедобыче детально исследовали такие отечественные ученые как Амиян В.А. [60], Швецов И.А. [61-66], Арзуманов Г.В. [67], Горбатова А.Н. [61], Максимович Г.К. [68], Васильев В.К. [69], Лютина Л.В. [70, 71]. Из зарубежных работ известны труды: Д. Бонда, О Холбрука и С. Лейка, А. Фрида, Дж. Бернарда, С. Разы, С. Мадсена и др.

Впервые пенообразующие вещества в нефтяной и газовой промышленности в СССР применялись для удаления скопившихся на забое в процессе эксплуатации жидкости и твердых частиц.

Как отмечают многие ученые [66 - 70], одной из причин недостаточного применения пен, является слабая изученность

процессов, происходящих в пласте, отсутствие контроля над параметрами пены в пористой среде. В связи с этим исследование и определение кинетических характеристик пен в пористых средах с целью управления свойствами пены – одна из важных предпосылок совершенствования технологии применения пенных систем.

Пены находят все большее применение для совершенствования технологических процессов нефтегазодобычи. В мировой практике пенные системы для увеличения нефтеотдачи пластов применяются сравнительно недавно. Основное направление при этом – это снижение подвижности закачиваемого газа (CO_2 , N_2) и пара для предотвращения языкового прорыва. На месторождениях с поддержанием пластового давления водой, наиболее масштабный эксперимент по закачке пен для повышения коэффициента охвата проводится в Китае (на месторождениях Кламайи, Ляоджунмиа, Даджинг). Некоторый опыт применения пенных систем отмечен на месторождениях Венесуэлы, при формировании водо и газовых барьеров.

В связи с вышесказанным и появилась задача - разработка технологии воздействия на пласты с применением пенных систем, которая позволяла воздействовать как на прискважинную зону (выравнивание профиля приемистости), так и обладала потокоотклоняющими свойствами в удаленной зоне пласта, что имеет существенное значение для повышения эффективности выработки запасов в межскважинных зонах.

Приведем основные свойства двухфазных пен для понимания терминологии, принятой в настоящей работе.

Пена – это дисперсная система, состоящая из пузырьков газа, разделенных прослойками жидкости (концентрация газа в объеме, занимаемом пеной, должна превышать 75%);

Применяемые пены в зависимости от состава пенообразующего раствора (ПР) могут быть бывают двухфазные и трехфазные. В первом случае пенообразующий раствор содержит ПАВ (пенообразователь) и какие-либо стабилизирующие добавки, образующие истинный раствор в

воде; во втором — дополнительно твердую фазу, например глину, мел и т. п.

Параметры пенных систем:

Кратность пены – отношение объема занимаемого пеной, к объему который занимает жидкость. Дисперсность пены – средний размер пузырьков газа или распределение пузырьков по размерам. Устойчивость пены – период времени с момента образования пены до перехода ее в газо-жидкостную эмульсию. Критический перепад давления – перепад давления, при котором начинается развитие вязкостной неустойчивости.

4.1 Экспериментальные исследования эволюции пенных систем

Для создания гибкой, легко адаптируемой к конкретным геолого-промышленным условиям технологии совместно с ОАО «СибИНКор» и Тюменским филиалом Института прикладной и теоретической механики СО РАН была разработана программа и проведены исследования процессов образования и эволюции пенных систем в пористых средах [72, 73]. Основное направление исследований – возможность выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, создание потокоотклоняющих барьеров и ограничение водопритока в добывающие скважины (ОВП) пенными системами. Технология воздействия пенными системами на пласт основана на закупоривающих свойствах пен (эффект Жамена), способности регенерироваться, регулируемой их вязкости, возможности оперативного изменения удельного веса и селективности свойств.

Воздействие пенными системами на пласт позволяет уменьшить эффективную подвижность вытесняющего агента и избирательно блокировать высокопроницаемые пропластки, что приводит к увеличению коэффициента охвата пласта воздействием и изменению линий тока закачиваемой воды.

Кроме того, если в качестве газовой фазы используется углеводородный газ, то он разжижает нефть, снижая ее вязкость,

тем самым, стимулируя вытеснение нефти. Свойства пены можно регулировать в широких пределах, что делает возможным создание технологии, которая может быть легко адаптируема к конкретным горно–геологическим условиям.

При изучении механизма образования и эволюции пен в пористых средах наиболее информативны в настоящее время методы, связанные с визуализацией мультифазных фильтрационных потоков.

Изучение образования пены и ее параметров при закачке флюидов и газа проведено в несколько этапов.

Вначале производился подбор оптимальных ПАВ. Затем проводились исследования на прозрачных моделях пористой среды с использованием цифровой видеосъемки и приборных наблюдений в следующей последовательности:

- создание прозрачной микромодели пористой среды;
- исследование образования пены и ее параметров при закачке фаз в различной последовательности;
- исследование образования пены и ее параметров при различных скоростных режимах закачки фаз;
- исследование образования и параметров пены при закачке в микромодель с остаточной нефтенасыщенностью.

Затем на специально собранной установке с окнами визуальных наблюдений, проводились исследования образования пены и ее параметров при пластовых условиях, при этом происходящие процессы также были сняты на видеокамеру.

На конечном этапе проведены исследования параметров и устойчивости пены при прокачке ее через керн Самотлорского месторождения.

На предварительном этапе исследовались ПАВ с целью подбора наиболее оптимального реагента и стабилизирующих добавок. Проведение данного этапа работ было необходимо для изучения таких свойств растворов ПАВ, как устойчивость в минерализованной воде, адсорбция на породе, устойчивость при взаимодействии с нефтью и способность пенообразования.

На следующем этапе работ была использована

прозрачная микромодель пористой структуры, приведенная на рисунке 4.1. На пластине в верхнем слое вытравлена структура поровых каналов, отображающих картину пор аншлифа терригенного керна. Вторая пластина с отверстиями для подвода и отвода реагентов крепилась сверху.

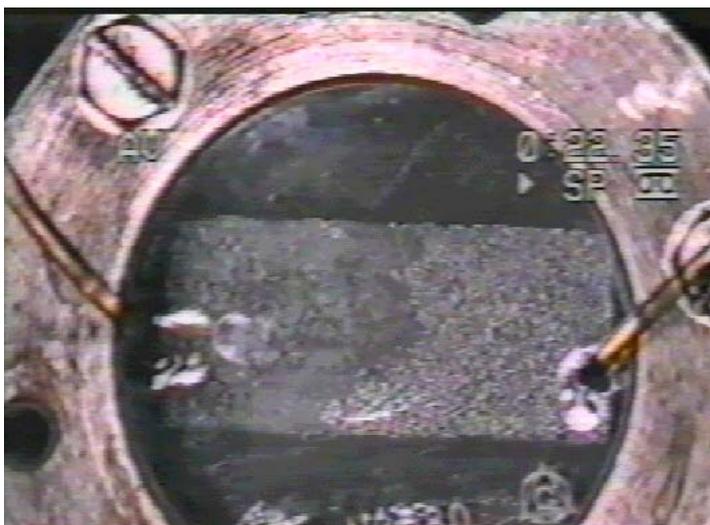


Рис. 4.1 - Лабораторная модель прозрачной пористой структуры (вид сверху)

Далее на микромодели проведены исследования, которые позволили выявить различные режимы создания, движения и разрушения пены, ее структурные особенности. Также проведены исследования по изучению свойств пены при закачке агентов в различной последовательности, а затем и в присутствии остаточной нефти.

4.1.1 Исследование образования и параметров пены при закачке флюидов в последовательности пенообразующий раствор-газ

На первом этапе через модель прокачивался 0,5% ПАВ - пенообразователя. На втором этапе на вход модели из ресивера подавался газ так, что создавался постоянный перепад давления между входом и выходом модели. Визуально исследовался процесс образования пены: скорость и вид фронта вытеснения раствора газом, кратность полученной пены, её текстура и поведение в процессе генерации. На третьем этапе после заполнения модели пеной изучалась устойчивость пенной оторочки по отношению к заданному перепаду давления газа, скорость фильтрации (зависимость расхода пены от времени при заданном перепаде давления) и гидродинамическое сопротивление пены.

Выборочно структуры образованных пен и динамика исследуемых параметров при различных скоростных режимах приведены на рисунках 4.2 - 4.6.

Поскольку в поровой модели определить кратность как соотношение объема пенообразующего раствора и газа весьма сложно, то кратность определялась через число пленок ПР на один квадратный миллиметр.

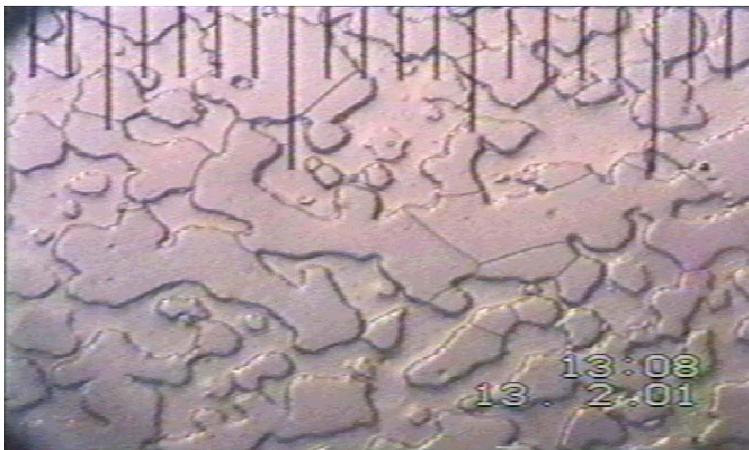


Рис. 4.2 - Образование пены высокой кратности при низконапорном режиме дренирования газа. Скорость движения фронта вытеснения $U \sim 1$ мм/с; число пленок $n \sim 1-2$ на 1 мм^2 ; гидродинамическое сопротивление - 1000 ед.

В результате проведенных исследований впервые установлены следующие факты:

Первый факт. Образование пены начинается при развитии «языковой» вязкостной неустойчивости фронта вытеснения пенообразующего раствора газом. Критическое значение перепада давления ($\Delta P_{\text{кр}}$) для 0,5% раствора ПАВ в подтоварной воде составляет 0,01 МПа (для воды $\Delta P_{\text{кр}} = 0,02$ МПа).

Второй факт. Условно можно выделить три режима образования пены: низко-, средне- и высоконапорный.

При низконапорном режиме дренирования ($\Delta P = 1 \sim 2 \Delta P_{\text{кр}}$) фронт продвижения газа в ПР является неустойчивым с повышенной остаточной насыщенностью модели ПР. Средняя установленная скорость продвижения фронта вытеснения ~ 1 мм/с. Получаемая пена является **высокократной** с малым числом плёнок. Образующиеся пленки пены неподвижны (Рис. 4.2).

Гидродинамическое сопротивление движущейся пены при перепаде давления, соответствующем условиям образования пены, в 500 - 1000 раз превышает гидродинамическое сопротивление модели по газу без пены. Это приводит к наблюдаемой остановке фронта вытеснения при заданном перепаде давления. Для дальнейшего продвижения фронта вытеснения в низконапорном режиме необходимо медленно повышать перепад давления.

Полученная пена обладает свойством реопексии. Реопексия - ускорение нарастания прочности и структурирования дисперсных систем при наложении небольших напряжений и деформирования с небольшой скоростью. При увеличении перепада давления (ΔP) пена приходит в движение, происходит ее вторичное образование за счёт остаточной насыщенности ПР и регенерации пены. Гидродинамическое сопротивление пены возрастает, и она стабилизируется при некотором новом более высоком значении гидродинамического сопротивления, отвечающем начальному давлению сдвига пены ($\Delta P_{\text{сд}}$) (Рис. 4.3, кривая А). При перепаде давления $\Delta P > \Delta P^*$, (где ΔP^* - это первое давление прорыва пены и просачивание газа и ПР), этот процесс становится неустойчивым и происходит периодический прорыв газа к выходу модели (Рис. 4.3, кривая В). Для пены, полученной при низконапорном режиме дренирования ($\Delta P = 1 \sim 3 \Delta P_{\text{кр}}$), получено значение $\Delta P^* \sim 4 \Delta P_{\text{кр}}$. При увеличении перепада давления $\Delta P > \Delta P^{**}$, (где ΔP^{**} - это второе давление прорыва пены) происходит прорыв газа через пену (Рис. 4.3 кривая С). Для пены, полученной при указанных условиях, $\Delta P^{**} \sim 6 \Delta P_{\text{кр}}$.

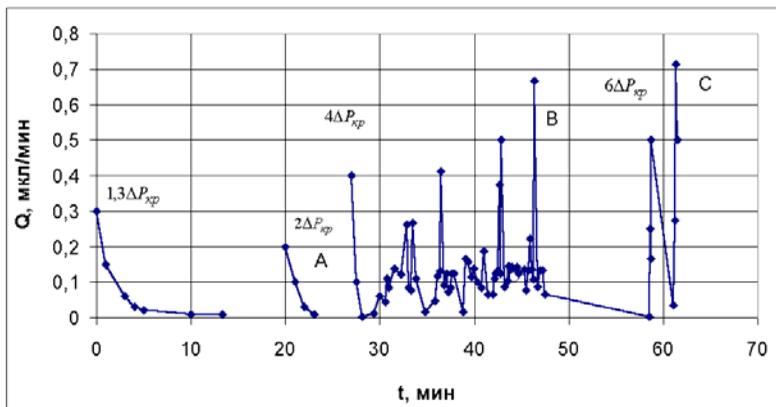


Рис. 4.3 - Зависимость расхода пены, полученной при перепаде давления $1,35 \Delta P_{кр}$ (низконапорная) от времени при различных значениях действующего перепада давления

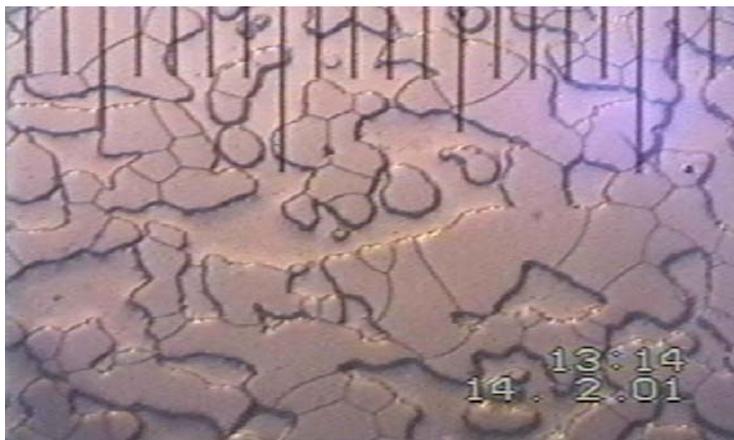


Рис. 4.4 - Образование пены средней кратности при средненапорном режиме дренирования газа; Скорость движения фронта вытеснения $U \sim 4$ мм/с; число пленок $n \sim 5-10$ на 1 мм^2 ; гидродинамическое сопротивление 3000 ед.

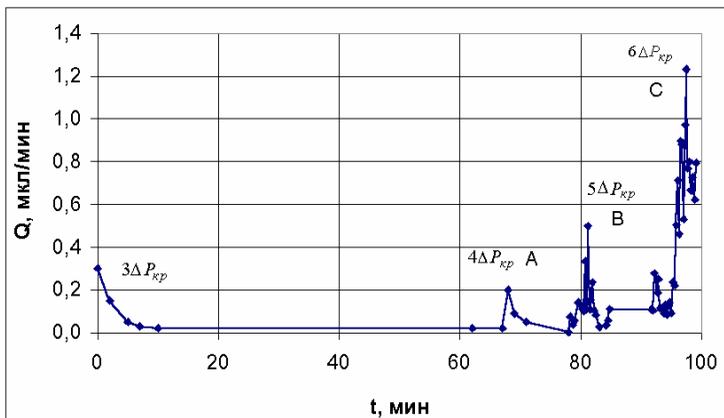


Рис. 4.5 - Зависимость расхода пены, полученной при перепаде давления $3\Delta P_{кр}$ (средненапорная) от времени при различных значениях действующего перепада давления

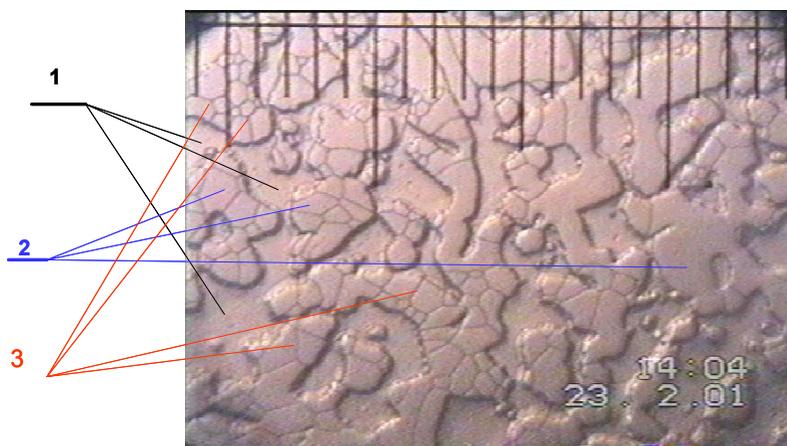


Рис. 4.6 - Образование пены низкой кратности при высоконапорном режиме дренирования газа. Скорость движения фронта вытеснения $U > 10$ мм/с; число пленок $n \sim 20-30$ на 1 мм^2 ; гидродинамическое сопротивление 5000 ед.: 1 - сплошная среда; 2 - поровое пространство, заполненное пенной системой; 3 - перегородки из пенообразующего раствора, окружающие пространство, заполненное газом, что образует пенную структуру в поровом пространстве пласта

При средненапорном режиме дренирования ($\Delta P \sim 3-5\Delta P_{кр}$) фронт продвижения газа в ПР проявляет тенденцию к выравниванию и значительному уменьшению остаточной насыщенности модели пенообразующим раствором. Средняя скорость фронта вытеснения ПР газом $\sim 3 - 5$ мм/с. Получаемая пена имеет **среднюю** кратность с числом пленок 1-2 на мм^2 (Рис. 4.4). На отдельных участках пленки пены подвижны. Гидродинамическое сопротивление пены при условиях образования пены в 2000 - 3000 раз превышает гидродинамическое сопротивление модели по газу без пены. Это приводит к остановке фронта вытеснения газом ПР. С увеличением перепада давления пена приходит в движение и начинается её регенерация. При этом поведение пены (Рис. 4.5) аналогично описанному режиму низконапорного дренирования. Для пены, полученной при средненапорном режиме дренирования ($\Delta P \sim 3-5\Delta P_{кр}$), получены значения $\Delta P^* \sim 5\Delta P_{кр}$ и $\Delta P^{**} \sim 8\Delta P_{кр}$.

При высоконапорном режиме дренирования ($\Delta P > 6\Delta P_{кр}$) резко возрастает скорость продвижения газа в ПР до >10 мм/с. Фронт вытеснения практически устойчив и охватывает всю модель. За фронтом вытеснения образуется пена низкой кратности с большим числом пленок, образующих в отдельных каналах полиэдрические структуры (Рис. 4.6). Практически весь ПР за фронтом вытеснения переходит в пену. Пена подвижна и регенерируется в процессе движения.

Третий факт. Гидродинамическое сопротивление пены уже при перепаде давления, соответствующем условиям образования пены, является неустойчивым (Рис. 4.7). Происходит периодический прорыв газа через пенную оторочку, который может служить механизмом формирования пенного вала, распространяющего на большие расстояния в пластовых условиях. Из этого следует очень важный вывод: на практике образовывать пену необходимо при перепадах давлениях выше, чем будут последующие рабочие давления.

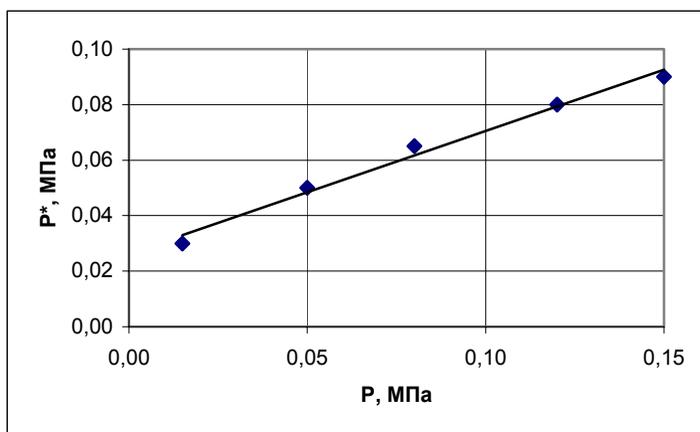


Рис. 4.7 - Зависимость перепада давления прорыва воды (P^) от перепада давления, при котором получена пена (P)*

Четвертый факт. Установлено, что существует зависимость градиента давления разрушения пены от кратности. На рисунке. 4.8 приведен обобщенный график, из которого видно, что при высоких кратностях достаточно меньшего перепада давления для разрушения пены, нежели при низкой кратности.

Таким образом, выявлены весьма важные ранее не встречавшиеся в литературе свойства пены: высоконапорная низкократная пена, образованная при скоростях и давлениях выше, чем низконапорная высокократная, обладает большим гидродинамическим сопротивлением к разрушению. Из этого следует, что при одинаковом перепаде давления в высокопроницаемой поровой среде при больших скоростях будет образовываться более устойчивая к перепаду давления пена, нежели в низкопроницаемой среде - при меньших скоростях. И чем больше разница в проницаемости тем устойчивее будет пена в высокопроницаемом пропластке и тем легче будет разрушаемой в низкопроницаемом. При этом в разнопроницаемых интервалах образуются барьеры различной прочности. Последнее говорит о том, что пена – это саморегулируемая система и с практической точки зрения идеальна для выравнивания профиля приемистости.

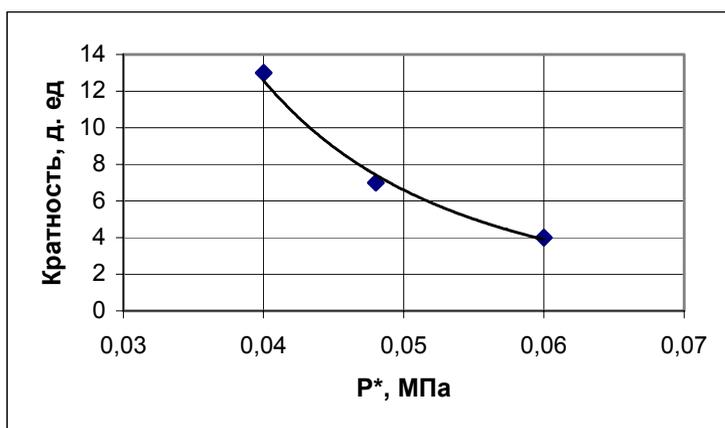


Рис. 4.8 - Зависимость градиента давления разрушения пены от кратности

4.1.2 Исследование устойчивости пенной оторочки и фильтрация при закачке флюидов в последовательности пенообразующий раствор – газ – вода

Целью исследований было смоделировать поведение пенной оторочки в скважине после создания пены и запуска нагнетательной скважины под закачку.

Исследования проводили в два этапа. На первом этапе в том или ином режиме дренирования создавалась пенная оторочка в модели. На втором этапе на вход модели подавалась вода при постоянном перепаде давления (ΔP). Визуально наблюдалось состояние пенной оторочки и фильтрация при прорыве воды. В случае неустойчивости пенной оторочки измеряли зависимость расхода флюидов от времени (гидравлическое сопротивление для газожидкостной смеси).

В процессе проведенных исследований получены следующие результаты:

1 Установлен критический перепад давления воды ($\Delta P_{кр}^w$), ниже которого пенная оторочка устойчива в течение использованного времени наблюдения (1-2 суток). Критическое давление $\Delta P_{кр}^w$ зависит от кратности пены (режима дренирования) и для используемого ПР составляет от $\Delta P_{кр}^w = 0,03 \sim 0,04$ МПа для высокократной пены до $\Delta P_{кр}^w \sim 0,1$ МПа для пены низкой кратности.

2 Установлено, что при перепаде давления выше критического $\Delta P > \Delta P_{кр}^w$ происходит просачивание воды по пленкам пены, разрушение пены и образование газожидкостной смеси (пузырьковой жидкости). При этом вода фильтруется в поровом пространстве между пузырьками, продвигая фронт разрушения пены. После достижения водой торца модели и значительного снижения гидравлического сопротивления начинается фильтрация газожидкостной смеси по наиболее проницаемым участкам модели («пальцевая» неустойчивость).

3 Установлено, что скорость продвижения фронта разрушения пены сильно зависит от кратности пены (режима дренирования) и перепада давления. Для пены низкой кратности

(полученной в высоконапорном режиме) скорость меняется от $4 \cdot 10^2$ мм/сек при $\Delta P = 4 \sim 5 \Delta P_{кр}^w$ до 5 мм/с при $\Delta P > 4 \sim 5 \Delta P_{кр}^w$.

Для пены высокой кратности (полученной в низконапорном режиме) скорость продвижения фронта разрушения пены в 5 - 10 раз больше.

4 Установлено, что скорость продвижения «пальцев» при фильтрации газожидкостной смеси возрастает с ростом кратности пены и составляет 0,1 мм/с для пены, полученной при низконапорном режиме дренирования, и $\sim 0,01$ мм/с для пены, полученной при высоконапорном режиме дренирования, при условии $\Delta P \sim \Delta P_{кр}^w$.

5 Установлено, что после прорыва газожидкостной смеси к выходу модели начинается процесс вымывания газовой фазы (пузырьков), и скорость фильтрации постепенно возрастает до значений, соответствующих фильтрации жидкости через модель.

Таким образом, определено, что поведение пены при закачке последовательно ПР – газ – вода схожи с поведением при последовательности закачки фаз ПР - газ.

4.1.3 Изучение особенностей пенообразования при пластовых давлениях и температурах

В процессе работы впервые исследовано поведение и реология пен при давлениях до 15 МПа. Заданный уровень значений давлений и температур был выбран, исходя из реальных условий действующих скважин, на которых предполагается практическое опробование пенной обработки. До настоящего времени в отечественной и зарубежной литературе достоверных данных по поведению в этих условиях даже водо-воздушных пен, не говоря о пенах на основе углеводородных газов, практически, нет. В работе [74] изучалось поведение водогазовых пен (тип газа не указывается) при повышенных давлениях. Максимально достижимое давление в опытах составило 6 МПа. Образование и поведение пен при более высоких давлениях другими исследователями не

проводилось до настоящего времени.

Для проведения опытов была создана специальная установка.

На этом этапе разработана установка и методика получения пен при высоких давлениях и апробирована система визуализации пены для измерения ее структурных параметров при пластовых условиях. В качестве пенообразующего раствора использовались водные растворы сульфанола (контроль) и неанола (рабочая модель). Вспенивание осуществляли методом барботирования сжатого воздуха через фильтр, на поверхность которого предварительно наливали пенообразующий раствор.

Принципиальная схема установки для изучения пенообразования при пластовых условиях приведена на рисунке 4.9. Устройство состоит из двух частей – камеры высокого давления с линиями подвода и отвода воздуха, и системы визуализации пенной структуры.

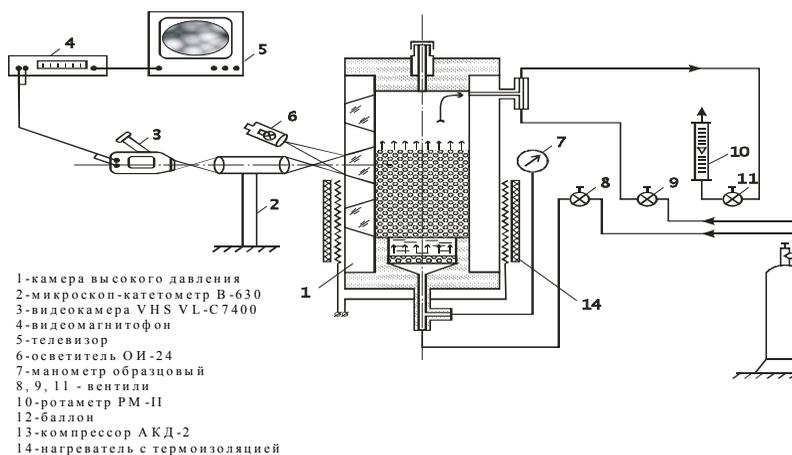


Рис. 4.9 - Схема лабораторной установки по исследованию пен при давлении и температуре

Опыты проводили в два этапа – на 1-ом провели серию опытов при повышенных давлениях и комнатной температуре, на 2-ом при повышенных давлениях и температуре $t = 60^{\circ}\text{C}$.

Целью экспериментальных исследований являлось определение особенностей процесса пенообразования и параметров образующейся пены при пластовых условиях и сравнение их с процессом пенообразования при нормальных условиях.

В результате исследований установлено (Рис. 4.10), что увеличение давления ведет к уменьшению дисперсности пены. А дисперсность пен - это важнейшая характеристика, определяющая многие их свойства и процессы, протекающие в них, а значит и технологические и эксплуатационные качества, что, в конечном счете, определяет их пригодность для предполагаемого практического применения. Для оценки дисперсности пен используют средний диаметр пузырька d .

Для выяснения влияния дисперсности пены на ее устойчивость была проведена другая серия опытов.

Пена как система, обладающая избытком поверхностной энергии термодинамически неравновесна, а значит и неустойчива [46]. Избыточная энергия вызывает процессы, которые ведут к уменьшению дисперсности пены и разрушению ее как дисперсной системы в целом, т.е. к разделению на жидкость и газ.

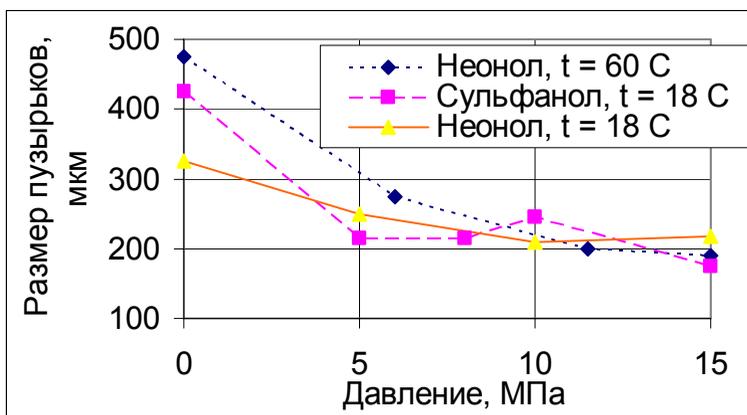


Рис. 4.10 - Зависимость размера пузырьков от давления

Неравновесность пены проявляется главным образом через процесс выделения избыточной жидкости (синерезис), диффузионный перенос газа из более мелких пузырьков в более крупные и коалесценцию (прорыв пленок). Все эти три фактора проявления неустойчивости пен взаимосвязаны и взаимообусловлены в основном в объемных пенах. Что же касается пен, образуемых в пористых средах, в которых размер пузырьков соизмерим с размером пор, можно считать, что синерезис будет незначительно влиять на устойчивость пен.

Можно предполагать, что в этом случае уменьшение дисперсности будет происходить вследствие коалесценции и диффузионного укрупнения пузырьков. Учет вклада каждого из этих процессов в скорость укрупнения пузырьков является чрезвычайно сложной задачей. Можно только констатировать, что если пленки весьма устойчивы, средний размер ячеек пены увеличивается вследствие диффузионного переноса, Если же пленки весьма неустойчивы, то внутреннее разрушение происходит в основном в результате коалесценции. Таким образом, скорость уменьшения удельной поверхности пены или увеличение среднего диаметра пузырька служат основным параметром, характеризующим агрегативную неустойчивость пены.

Созданная установка и использованная методика позволили косвенно оценить влияние пластовых условий на агрегативную неустойчивость пен. В процессе проведения экспериментов по получению пен при различных термобарических условиях в камере вспенивания имелась возможность отслеживать во времени процесс изменения дисперсности полученных пен с помощью видеосъемки, фиксируя средний диаметр пузырька пены.

Прежде всего, определялось время возникновения существенных деформационных изменений в структуре полученной пены и момент начала роста среднего диаметра пузырька. Эти моменты хорошо и четко регистрируются и косвенно могут быть использованы для сравнительной оценки устойчивости пены при нахождении ее в различных

термобарических условиях. За оценку устойчивости пенной структуры в экспериментах принималось время τ_y , которое соответствовало моменту, когда на зависимости $d(\tau)$ возникал явный подъем в сторону повышения среднего диаметра пузырька (Рис. 4.11).

Таким образом, измерялся период времени с момента прекращения пенообразования до момента начала процесса внутреннего разрушения, т. е. своеобразный индукционный период, который особенно четко фиксировался при повышенных давлениях. Только при высоких давлениях в камере вспенивания (кривые 1, 2 и 3, Рис. 4.11) по прошествии времени τ_y возникает собственно процесс внутреннего разрушения пены, выражающийся в укрупнении пузырьков пены. В то же время для пен, полученных при нормальном давлении (кривые 1', 2' и 3' на рисунке 4.11), период времени τ_y практически отсутствует.

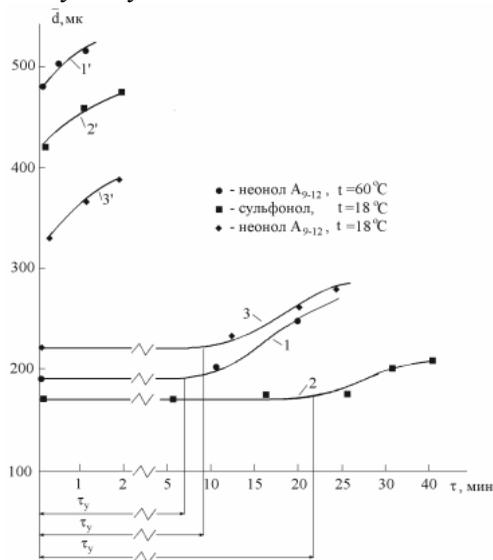


Рис. 4.11 - Кинетические кривые изменения среднего диаметра пузырьков пены: 1'-3' – $P=0,1$ МПа; 1-3 – $P=15$ МПа

Скорость суммарного процесса внутреннего разрушения пены после периода τ_y может быть оценена величиной производной $\partial d/\partial \tau$ при известной зависимости $d(\tau)$.

В некоторых работах [70, 75] предлагаются различные зависимости, описывающие кинетику внутреннего разрушения пен, например:

$$d = d_0 e^{\alpha \tau}, \quad (4.1)$$

где d – критический размер пузырька пены при его разрушении, мкм; d_0 – средний диаметр пузырька в начальный момент, мкм; α – параметр агрегативной устойчивости пенной системы, с^{-1} ; τ – время, необходимое на разрушение пены, с.

Экспериментальные данные по определению устойчивости, приведенные на рисунке 4.11 показывают, что участки кривых, соответствующие укрупнению размера пузырьков подчиняются соотношению (4.1), при этом начальная скорость внутреннего разрушения (что выражается в скорости укрупнения размеров пузырьков) ниже в опытах при повышенных давлениях по сравнению с опытами при нормальном давлении.

Таким образом, анализ полученных экспериментальных данных по устойчивости пен при различных термобарических условиях показывает, что с повышением внешнего давления время τ_y возрастает, а скорость укрупнения пузырьков $\partial d/\partial \tau$ снижается. Это принципиально важный момент, который впервые получен, и это позволяет предполагать, что в целом агрегативная устойчивость пенной системы с повышением давления возрастает. Из рисунка 4.11 видно также, что τ_y возрастает при более высоких давлениях по сравнению с нормальными, как при комнатной температуре, так и при температуре 60°C .

Обобщенные данные, приводимые на рисунке 4.11, получены в результате обработки множества микрофотографий, выборочно показанных на рисунках 4.12, 4.13. На представленных микрофотографиях приводятся изображения

пенных структур в начальный момент времени для двух значений давлений – 0,1 и 15 МПа.

Характерным для поведения пен при высоких давлениях является то, что дисперсность пены остается длительное время строго постоянной, в то время как при получении пен при нормальном давлении постоянство дисперсности наблюдается сравнительно короткое время, не более 1 мин для данных ПР.

При нормальном давлении полученная пена динамична: сразу же после прекращения подачи воздуха она как бы “оживает” и пузырьки начинают укрупняться. Этот процесс длится беспорядочно, хаотично по случайному закону и приводит к быстрому превращению округлых пузырьков в полиэдрические с большой степенью полидисперсности.

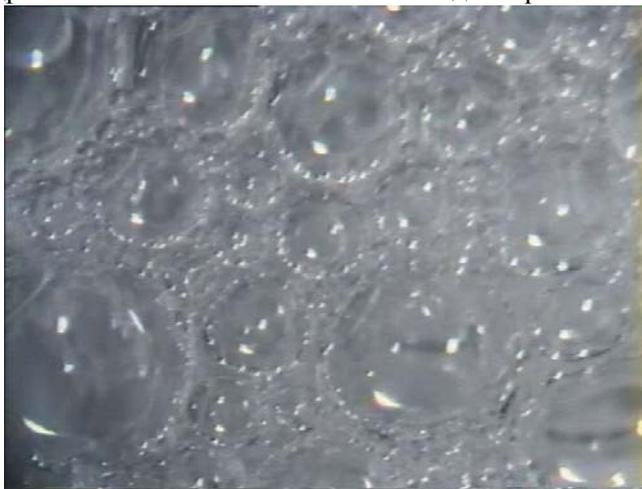


Рис. 4.12 - Структура пены при $P= 0,1$ МПа и $t= 60^0C$

В то же время пены, полученные при высоких давлениях более статичны – наблюдается четкий период, в течение которого пена строго неподвижна, имеет постоянную дисперсность без видимых структурных изменений. От момента прекращения барботирования воздуха до момента одиночных видимых деформаций структуры проходит длительный период.

После возникновения одиночных деформаций

структуры пена опять пребывает в неподвижном состоянии, и дисперсность опять остается длительное время постоянной. И только после истечения периода τ_y пена медленно начинает понижать дисперсность и превращаться из пузырьковой в полиэдрическую.

Таким образом, экспериментально **впервые получены** следующие результаты:

Установлено, что повышение давления пенообразования приводит к увеличению дисперсности получаемой пены, существенному затягиванию момента начала разрушения пены, характеризуемого временем τ_y .

Установлено, что непосредственный процесс разрушения пены после момента τ_y при повышенных давлениях происходит медленнее, чем при низких, что обеспечивает, в конечном итоге, большую устойчивость пен при высоких давлениях.

Установлено, что повышение температуры приводит к некоторому снижению устойчивости пены.



Рис. 4.13 - Структура пены при $P=15$ МПа и $t=60^{\circ}\text{C}$

Из сравнительного анализа поведения пен при нормальных условиях и при пластовых можно сделать

однозначный вывод, что технологические характеристики пен при пластовых условиях улучшаются, что делает их применение в технологии пенной обработки скважин перспективным.

Результаты исследований показали перспективность применения пен для ВПП, были определены возможности управления процессом образования пены в пласте, сформулированы предварительные рекомендации по технологии пенной обработки скважин, в частности:

1 Для выравнивания профиля приемистости предпочтительно получать пену низкой кратности и проводить дренирование в высоконапорном режиме.

2 Выравнивание профиля приемистости скважин равноэффективно при любых соотношениях проницаемости пропластков. В этом случае в высокопроницаемом пропластке можно реализовать высоконапорный режим дренирования, а в низкопроницаемом - низконапорный.

3 Повышение селективности применения пен при близком значении проницаемостей пропластков состоит в использовании нестационарных режимов нагнетания газа в скважину. С этой целью компрессорное оборудование для нагнетания газа в скважину должно иметь управляемые характеристики по параметрам «давление - расход газа».

4 Закачку воды в пласт после пенной обработки следует вести при плавном увеличении давления нагнетания с целью предупреждения преждевременного прорыва воды через пенную оторочку.

4.1.4 Кинетика формирования пены при закачке флюидов в микро модель с остаточной нефтенасыщенностью для растворов неолола и сульфанола

Сопоставление свойств ПАВ (сульфанола и неолола) показало, что пены с использованием неолола более устойчивы. Исследование влияния остаточной нефтенасыщенности на образование и параметры пены при выборе в качестве ПР раствора неолола проводилось в два этапа. На первом этапе

изучались образование и фильтрация пены при закачке газа в чистый ПР. Образование пены происходило аналогично образованию пены в случае раствора сульфанола, однако плотность образующейся пены (число пленок пены на единицу площади) была существенно меньше и практически не зависела от перепада давления. При достижении определенного перепада давления наблюдался прорыв газа через микромодель без образования пены.

На втором этапе после закачки ПР в количестве 1 – 2 поровых объема микромоделей и достижения значения остаточной нефтенасыщенности 0,1 – 0,15 проводилась закачка газа при перепадах давления в интервале 0,02 – 0,05 МПа. Было установлено, что после 2–3 циклов последовательной закачки ПР и газа, когда водонефтяная эмульсия вытеснялась газом из пористой среды и остаточная нефтенасыщенность снижалась до 3-5%, гидрофобность скелета практически не влияет на процесс образования и параметры пены. На рисунке 4.14 показан участок микромоделей с пеной (пленки пены обведены для наглядности жирными линиями), полученной в чистом ПР (Рис. 4.14 а) и в ПР при остаточной нефтенасыщенности микромоделей после 3-х циклов последовательной закачки ПР и газа (Рис. 4.14 б). Из рисунка видно, что плотность пленок пены в том и другом случае практически одинакова. При этом пленки пены устойчивы. Исследование фильтрационных свойств показало идентичность гидродинамических характеристик микромоделей с пеной, полученной в чистом ПР и в ПР при остаточной нефтенасыщенности микромоделей после 2–3 циклов последовательной закачки ПР и газа.

Исследование параметров и образования пен с использованием сульфанола в модели с остаточной нефтенасыщенности проводилось аналогично исследования с неололом. В результате установлено, что остаточная нефтенасыщенность практически полностью подавляет образование такой пены.

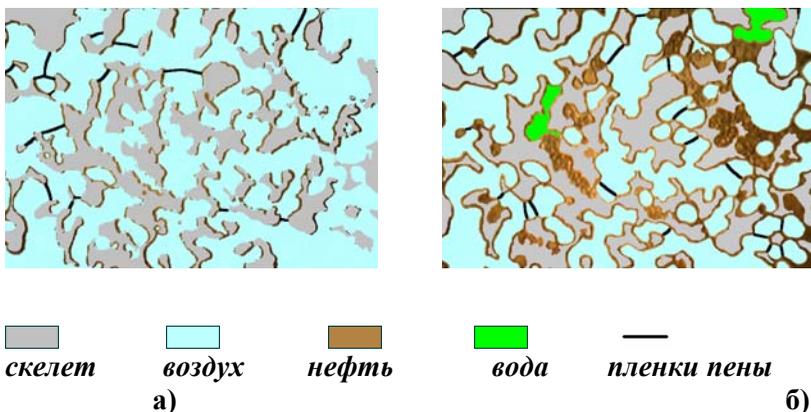


Рис. 4.14 - Образование пены в 0,5% растворе неонала: а) при $\Delta P = 0,03$ МПа в чистом ПР, б) при $\Delta P = 0,05$ МПа в ПР с остаточными углеводородами после пятикратной циклической закачки ПР и газа

На рисунке 4.15 показан участок микромоделли с пеной, полученной в чистом ПР (Рис. 4.15 а) и в ПР при остаточной нефтенасыщенности микромоделли (Рис. 4.15 б). Из рисунка видно, что в микромоделли с остаточной нефтенасыщенностью пленки пены не формируются. Закачка газа в ПР с водонефтяной эмульсией приводит лишь к образованию газожидкостной смеси (жидкости с пузырьками газа), которая фильтруется через микромоделль.

Таким образом, установлено, что остаточная нефтенасыщенность приводит к резкому падению вспениваемости раствора сульфанола в пористой среде. С учетом хорошей вспениваемости раствора сульфанола в пористой среде без остаточной нефти установленное свойство может играть положительную роль в технологии повышения коэффициента вытеснения нефти. В высокопроницаемых участках нефть, как правило, уже отмыта и при последовательной закачке ПР и газа в них может образовываться пена с высоким гидродинамическим сопротивлением фильтрации флюидов. В низкопроницаемых

участках, где сохраняется остаточная нефтенасыщенность, пена не образуется, и по ним происходит дополнительный отмыв нефти.



а)



б)

Рис. 4.15 – а) Образование пены в пористой среде при закачке газа в чистый ПР на основе сульфанола; б) Отсутствие пенообразования в пористой среде с остаточной нефтенасыщенностью (10%) при закачке газа в ПР на основе сульфанола (в центре микродеи видны следы разрушенных пленок пены)

По результатам сопоставления свойств пен на основе неанола и сульфанола установлено, что использование раствора

неонола в качестве ПР предпочтительнее в интервалах с остаточной нефтенасыщенностью (например, при ограничении водопритока в добывающие скважины), при использовании раствора сульфанола – присутствие остаточной нефтенасыщенности должно быть минимально (нагнетательные скважины).

4.1.5 Исследование образования, фильтрации и устойчивости пены в керне при выборе в качестве пенообразующего раствора сульфанола

Для исследований пен на керне была сконструирована специальная установка. В результате исследования образования пены в модели при выборе в качестве пенообразующего раствора сульфанола установлено следующее:

Первое. Механизм образования, режимы фильтрации и устойчивость пены в использованном керне аналогичны установленным для микромоделей и описанным выше. В качестве примера на рисунке 4.16 приведен график зависимости расхода от времени при фильтрации пены, созданной при перепаде давления 0,02 МПа (градиент давления соответственно 0,6 МПа/м). Из рисунка 4.16 видно, что полученная пена обладает свойством реопексии. При увеличении перепада давления ΔP пена приходит в движение, происходит вторичное образование пены за счёт остаточной насыщенности ПР и регенерации пены. Гидродинамическое сопротивление пены возрастает, и она стабилизируется при некотором новом, более высоком значении гидродинамического сопротивления, отвечающем начальному давлению сдвига пены $\Delta P_{сд} = \Delta P$

(Рис. 4.16, участок А кривой). При перепаде давления $\Delta P > \Delta P^*$, где ΔP^* - определенный критический перепад давления, вследствие насыщения регенерации пены процесс становится неустойчивым и происходит периодический прорыв газа к выходу керна (Рис. 4.16, участок В кривой). При превышении ΔP второго критического перепада давления ΔP^{**} , т.е. при $\Delta P > \Delta P^{**}$, происходит прорыв газа через пену (Рис. 4.16, участок С кривой).

Установленный факт имеет принципиальное значение, так как совместно с результатами исследования объемной пены при давлениях до 15 МПа и температурах до 60°C показывает, что микромодель может использоваться для моделирования процессов образования, фильтрации и эволюции пен в реальной породе пласта.

Второе. В реальной технологической ситуации поле давлений и локальные градиенты давления по мере закачки газа в насыщенный ПР пласт и образования в нем пены меняется. Для анализа и моделирования продвижения пенной структуры в пласт необходимо знать, как меняется подвижность пены не только при увеличении градиента давления в прискважинной зоне, но и при его уменьшении в той части прискважинной зоны, где пена уже образовалась. Соответствующие данные исследований на керне приведены на рисунке 4.17. Из рисунка 4.17 видно, что фильтрация пены, созданной при перепаде давления 0,05 МПа (градиент давления соответственно 1,5 МПа/м), с уменьшением перепада давления замедляется и при перепаде давления 0,01 МПа прекращается.

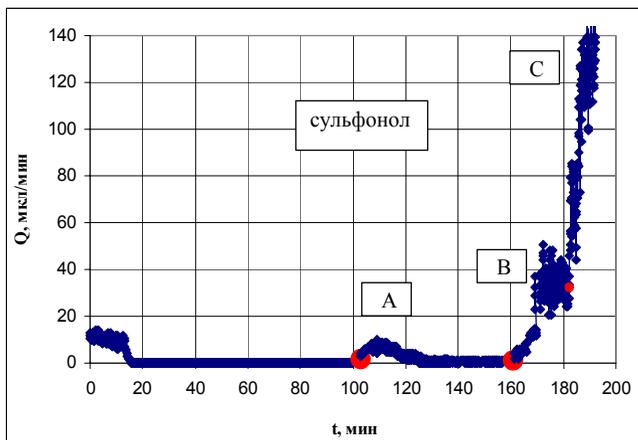


Рис. 4.16 - График зависимости расхода от времени при фильтрации пены, созданной при перепаде давления 0,02 МПа. Кружки - моменты повышения давления на 0,04, 0,06 и 0,08 МПа соответственно

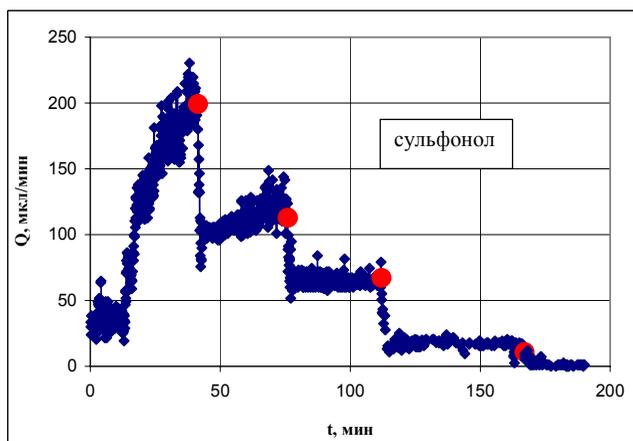


Рис. 4.17 - График зависимости расхода от времени при фильтрации пены, созданной при перепаде давления 0,05 МПа. Кружки соответствуют сбросам давления до 0,04; 0,03; 0,02 и 0,01 МПа соответственно

Следовательно, если градиент давления в той части прискважинной зоны, где уже образовалась пена, упадет ниже градиента давления сдвига (в рассмотренном выше случае ниже $0,3 \text{ МПа/м}$), дальнейшее продвижение пены в пласт прекратится. Полученные результаты важны как для оценки толщины пенного барьера, получаемого за данное время при заданном расходе нагнетаемого газа, так и при моделировании перетока газа при его нагнетании в насыщенные ПР участки пласта с различной проницаемостью (приемистостью).

Третье. Для оценки устойчивости пены по отношению к фильтрации воды можно использовать следующее полученное эмпирическим путем правило: критический градиент давления начала просачивания воды в пену примерно равен градиенту давления, при котором образуется пена (Рис. 4.18 и Рис. 4.19).

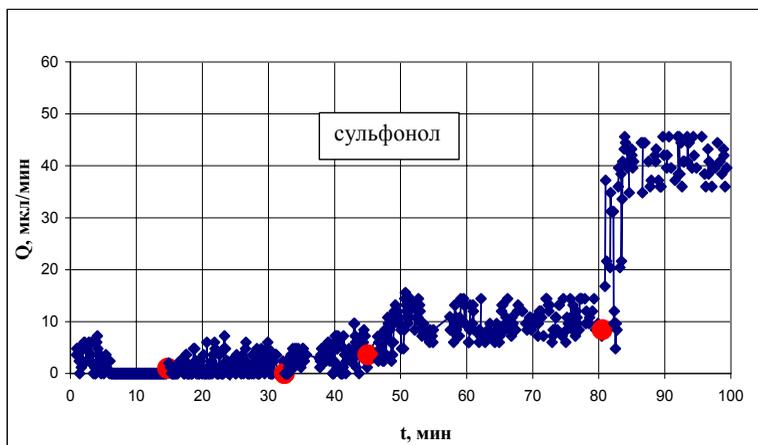


Рис. 4.18 - График зависимости расхода от времени при разрушении водой пены, созданной при перепаде давления $0,02 \text{ МПа}$ (начальный перепад давления такой же). Кружками отмечены моменты повышения давления соответственно до $0,03$, $0,04$, $0,05$ и $0,06 \text{ МПа}$

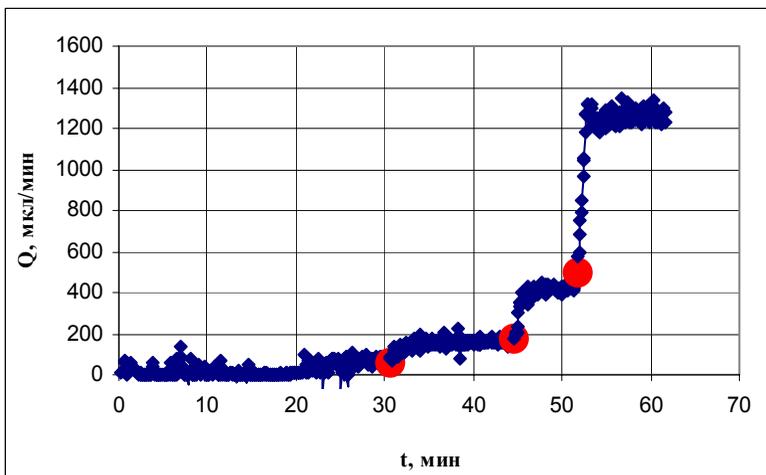


Рис. 4.19 - График зависимости расхода от времени при разрушении водой пены, созданной при перепаде давления 0,2 МПа. Начальный перепад давления 0,01 МПа. Кружки соответствуют моментам повышения давления до 0,15; 0,2; 0,3 и 0,5 МПа соответственно

Рис. 4.20 показывает, что при снижении градиента давления просачивание воды в пену не прекращается, если оно уже произошло. Расход с уменьшением градиента давления уменьшается незначительно. Разрушение пены водой, с точки зрения вариации давления нагнетания воды в ПЗП, носит необратимый характер. Из указанного обстоятельства следует требование медленно повышать давление нагнетания воды в ПЗП после установки пенного барьера.

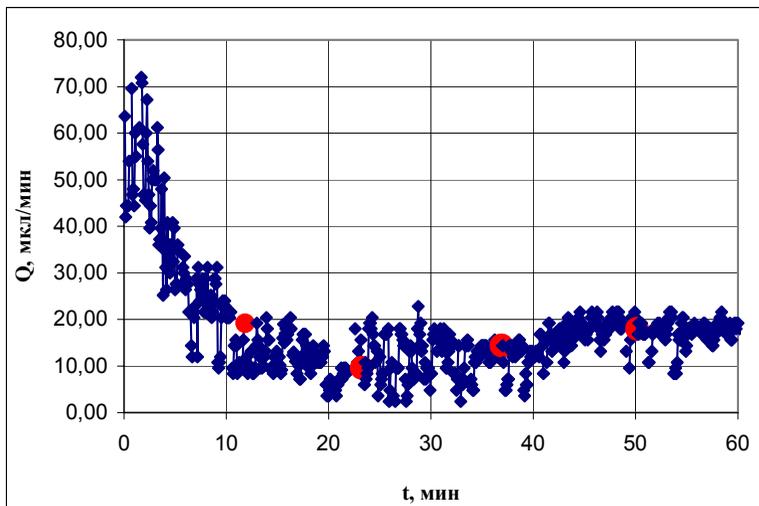


Рис. 4.20. График зависимости расхода от времени при разрушении водной пены, созданной при перепаде давления 0,05 МПа. Кружки соответствуют моментам сброса давления до 0,04, 0,03, 0,02 и 0,01 МПа соответственно

Таким образом, в результате всего комплекса исследований получены следующие результаты:

- установлено, что механизм образования, режимы фильтрации и устойчивость пены в керне аналогичны установленным для плоской модели;
- впервые установлены селективные и саморегулирующие свойства пенных систем как по отношению к разнопроницаемым, так и разнонасыщенным пропласткам;
- установленные явления имеют принципиальное значение, так как показывает, что пены могут быть использованы как для выравнивания профиля приемистости, так и для селективной изоляции водопритока;
- установлено, что пенные системы можно использовать для доотмыва остаточной нефти, как за счет свойств ПАВ, так и углеводородного газа;
- впервые эмпирически установлено, что для оценки

устойчивости пены по отношению к фильтрации воды можно использовать следующее правило: критический градиент давления начала просачивания воды в пену примерно равен градиенту давления, при котором образуется пена;

– установлено, что пену необходимо образовывать в пласте, так как при высоких давлениях пена более устойчива;

– впервые установлено, что начальное давление образования пены в пласте должно быть выше последующего давления нагнетания воды системой ППД;

– впервые установлено, что устойчивость и блокирующие свойства пен выше, если образовывать пену из пузырьковой жидкости;

– установлено, что пенные оторочки-блокады возможно создать на любом расстоянии от скважины, что делает возможным использовать пену как потокоотклоняющую технологию.

4.1.6 Методика инженерных расчетов

Цель данного раздела - поиск упрощенных аналитических решений процесса фильтрации и эволюции пены в пористой среде для последующего математического моделирования и создания инженерной методики расчета процесса, оценки его эффективности.

Математические модели фильтрации пены в пористой среде

Существует большое число математических моделей, которые, так или иначе, описывают движение пены в пористой среде.

Наиболее известные из них: модель пены, как растворенной в газовой фазе компоненты, модель «fractional flow», модель "population-balance". Остальные модели, в той или иной мере, являются модификациями, как правило, упрощенными, перечисленных моделей.

Первая из перечисленных моделей описывает закачку пены в пласт и разрушение ее с течением времени, за счет адсорбции. Данная модель не учитывает воздействие водной

фазы на пену и не позволяет описать процесс образования пены в пористой среде.

Модель - «fractional flow» основана на предположении о раздельном течении пенообразующих фаз в пористой среде. Система уравнений близка к классической системе неизотермической фильтрации многофазной смеси. Особенность данной модели заключается в определении фазовых проницаемостей не только как функции насыщенности, но и функции концентрации ПАВ в жидкости. Модель включает также, используемое для пен допущение о предельном капиллярном давлении, описывает возможность генерации и разрушения пены, но не описывает изменение характеристик пены связанное с изменением ее структуры.

Модель "population-balance" наиболее полно учитывающая и описывающая большинство известных свойств пены в пористой среде, использующая как уравнения сохранения ПАВ в жидкой фазе, его адсорбцию, уравнение сохранения количества пузырьков пены (что отражает структуру пены), влияющее на фильтрационные характеристики пены.

Точные решения в рамках имеющихся моделей практически невозможны, а численные расчеты с использованием трехмерных гидродинамических симуляторов (Eclipse, Tempest More и др.) по моделированию пен нецелесообразны, в связи с тем, что модели, лежащие в их основе весьма ограничены и не позволяют адекватно отобразить физическую картину процесса фильтрации и эволюции пены в пласте. Наиболее логичный путь - это создание специализированных программных комплексов, разработанных на основе тех или иных моделей фильтрации пены в пористой среде.

С точки зрения инженерных приложений, нет смысла в детальном изучении процесса фильтрации пены, и можно выделить, например, такие проблемы, связанные с учетом фильтрационных особенностей пен при применении их для выравнивания профиля приемистости:

- инженерный расчет объема пены и времени, необходимого для закачки в неоднородный продуктивный пласт;
- оценка устойчивости установленного пенного барьера при дальнейшей закачке воды.

Упрощенная схема расчета закачки пены в прискважинную зону неоднородного нефтяного пласта

Пусть имеется пласт, состоящий из не сообщающихся пропластков различной пористости, проницаемости и мощности, в прискважинную зону которого закачивается пена заданной кратности K (или смесь газа и пенообразующего раствора ПАВ в заданном соотношении).

При решении задачи принимаются следующие допущения:

- процесс изотермический;
- за время закачки не происходит какого-либо существенного изменения концентрации ПАВ в воде за счет адсорбции;
- процесс закачки пены достаточно медленный, так, что в среде заполненной жидкостью для каждого момента времени течение успевает устанавливаться (квазистационарный режим);
- для продвижения пены необходимо приложить на границе раздела с жидкостью некоторый предельный минимальный градиент давления, в случае если градиент давления меньше, то пена неподвижна;
- пена рассматривается как однородная среда с эффективными значениями проницаемости и вязкости, и плотность, определяемой содержанием газа и воды (кратностью);
- пена не меняет свои гидродинамические характеристики с изменением давления.

Система уравнений, описывающая процесс вытеснения жидкости пеной можно описать следующим образом:

- уравнение сохранения массы жидкости вытесняемой пеной:

$$\frac{\partial m \rho_l S_l}{\partial t} + \operatorname{div}[\rho_l v_l] = 0; \quad (4.2)$$

- уравнение сохранения массы пены:

$$\frac{\partial m \rho_f S_f}{\partial t} + \operatorname{div}[\rho_f v_f] = 0, \quad (4.3)$$

$$\frac{K}{\rho_f} = \frac{K-1}{\rho_g} + \frac{1}{\rho_l}; \quad (4.4)$$

- закон Дарси для пены и воды:

$$v_f = -\frac{kK_f}{\mu_f} \operatorname{grad} p; \quad v_l = -\frac{kK_l}{\mu_l} \operatorname{grad} p, \quad (4.5)$$

где m - пористость, д. ед.; k - абсолютная проницаемость, мкм^2 ; v - скорость жидкости, м/с ; K - кратность пены, д. ед.

Предположение об отсутствии перетоков между прослоями неоднородного пласта допускает квазистационарное решение задачи о закачке пены в одномерной постановке для каждого из пропластков отдельно. В связи с этим, представленная выше система уравнений с учетом предположения о несжимаемости жидкости может быть приведена к виду:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left[r \frac{kK_l}{\mu_l} \frac{dp}{dr} \right] = 0, \quad r_\infty > r > r_f \quad (4.6)$$

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left[r \frac{kK_f dp}{\mu_f dr} \right] = 0, \quad r_f > r > r_0 \quad (4.7)$$

На границе раздела пена-жидкость $r = r_f$ будут выполняться условия:

$$p^f = p^l, \quad \frac{kK_f dp^f}{\mu_f dr} = \frac{kK_l dp^l}{\mu_l dr}, \quad (4.8)$$

Рост области, занятой пеной определяется уравнением материального баланса и может быть описан уравнением:

$$\frac{dr_f}{dt} = \begin{cases} -\frac{kK_f dp^f}{\mu_f dr}, & \frac{dp^f}{dr} > \nabla p_{cr} \\ 0, & \frac{dp^f}{dr} \leq \nabla p_{cr} \end{cases} \quad (4.9)$$

∇p_{cr} - предельный градиент давления, при котором начинается фильтрация пены.

Решение уравнений (4.6) и (4.7) с граничными условиями (4.8) дает распределение давления в области, заполненной пеной (водой)

$$r_\infty > r > r_f$$

$$p = \frac{p_f - p_\infty}{\ln\left(\frac{r_f}{r_\infty}\right)} \ln r + p_\infty - \frac{p_f - p_\infty}{\ln\left(\frac{r_f}{r_\infty}\right)} \ln r_\infty, \quad (4.10)$$

$$r_f > r > r_0$$

$$p = \frac{\rho_{g0}(K_0 - 1) + 1}{\rho_{g0}(K_0 - 1)RT} \frac{p_f^2 - p_0^2}{\ln\left(\frac{r_f}{r_0}\right)} \ln r + \frac{p_0^2}{\rho_{g0}(K_0 - 1)RT} - \frac{\rho_{g0}(K_0 - 1) + 1}{\rho_{g0}(K_0 - 1)RT} \frac{p_f^2 - p_0^2}{\ln\left(\frac{r_f}{r_0}\right)} \ln r_0 \quad (4.11)$$

Из условий на границе находим зависимость давления на подвижной границе r_f раздела пена-вода $p_f(r_f)$

$$\frac{K_l}{\mu_l} \frac{p_f - p_\infty}{\ln\left(\frac{r_f}{r_\infty}\right)} = \frac{1}{2p_f \rho_{g0}(K_0 - 1)} \frac{K_f}{\mu_f} \frac{p_f^2 - p_0^2}{\ln\left(\frac{r_f}{r_0}\right)}. \quad (4.12).$$

r_0 - радиус скважины, p_0 - давление на забое скважины, r_∞ - радиус влияния скважины, p_∞ - давление на контуре.

Далее, подставляя найденное $p_f(r_f)$ в уравнение (4.9) получаем дифференциальное уравнение 4.13,

$$\frac{dr_f}{dt} = - \frac{kK_f}{\mu_f} \frac{\rho_{g0}(K_0 - 1) + 1}{\rho_{g0}(K_0 - 1)RT} \frac{p_f^2 - p_0^2}{\ln\left(\frac{r_f}{r_0}\right)} \ln r_f, \quad (4.13),$$

интегрируя которое получим закон движения границы области, заполненной пеной $r_f(t)$.

При этом массу пены, закачиваемой в единичный пропласток, можно определить следующим образом:

$$V = \sum_i V_i, \quad V_i = 2\pi h_i \int_{r_0}^{r_{fi}} \rho_f dr \quad (4.14)$$

h_i - мощность i -го пропластка, м.

Предложенная методика реализована в виде простой компьютерной программы и позволяет проанализировать динамику распространения пенной оторочки в неоднородном обводненном пласте и определить предельные значения объемов пены, которые можно закачать в пласт при заданном давлении на забое.

Пример расчета обработки модельного пласта

В качестве иллюстрации к предложенной выше методике оценим необходимый для закачки объем пены и размеры пенной оторочки, при обработке модельного пласта, основные параметры которого приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Исходные данные для расчетов

№ пропластка	Проницаемость (мкм ²)	Пористость, %	Мощность, м	Вязкость, мПа*с	$\frac{K_f}{m\mu_f}$
1	0,600	20	2	3	10
2	0,200	20	2	3	10
3	0,100	20	2	3	10
4	0,020	20	2	3	10

Другие, необходимые для расчета, параметры процесса:

- кратность пены на входе $K = 3,7$; радиус скважины - $r_c = 0,167$ м;
- радиус зоны влияния- $R = 300$ м; пластовое давление - $p_\infty = 2,5 \cdot 10^7$ Па;
- пластовая температура $T = 333$ К; давление закачки $p_0 = 3 \cdot 10^7$ Па;
- избыточное давление закачки пены - $\Delta p = 5 \cdot 10^6$ Па;
- остаточная водонасыщенность $S_w = 0,4$
- предельный градиент давления $\nabla p_{cr} = 0,03$ МПа/м

Ниже на рисунке 4.21 представлена зависимость изменения размеров пенной оторочки от времени при постоянном давлении на забое скважины.

График позволяет сделать вывод о размерах оторочки пены в различных пропластках и количестве времени необходимом для закачки оторочки заданных для выбранного пропластка размеров.

Объем пены, который необходимо закачать для выбранного режима, находим в соответствии с уравнением (4.14). Для рассматриваемого примера, выбрав размеры пенной оторочки 3 м для высокопроницаемой зоны, вычисляем объем

пены (при нормальных условиях), который необходимо закачать $V = 5091 \text{ м}^3$.

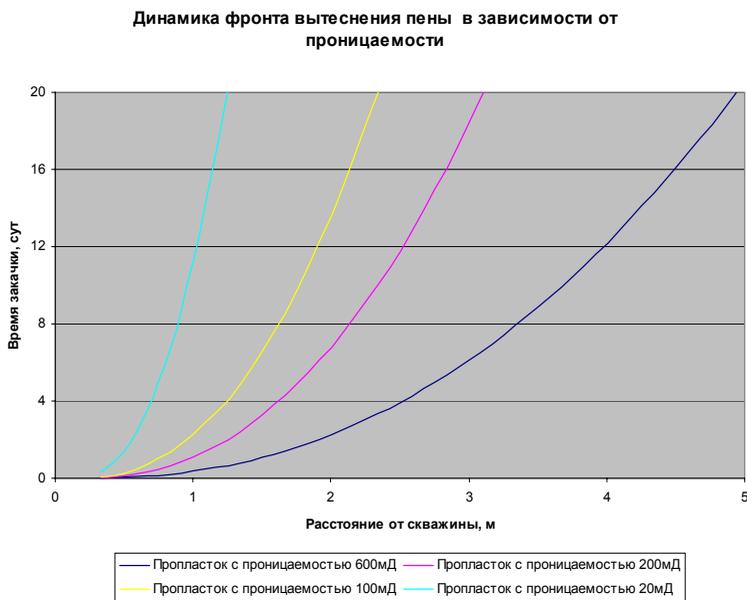


Рис. 4.21 - Динамика фронта вытеснения пены в неоднородном пласте в зависимости от проницаемости пропластков

4.2 Принципиальная схема потокоотклоняющей технологии на основе пенных систем

В основе технологической схемы (Рис. 4.22) лежит установленное свойство газожидкостных систем образовывать в пористой среде пену, обладающую более высокими блокирующими характеристиками, при ее формировании из предварительно насыщенного пузырьками газа пенообразующего раствора, т. е. из пузырьковой жидкости (ПЖ).

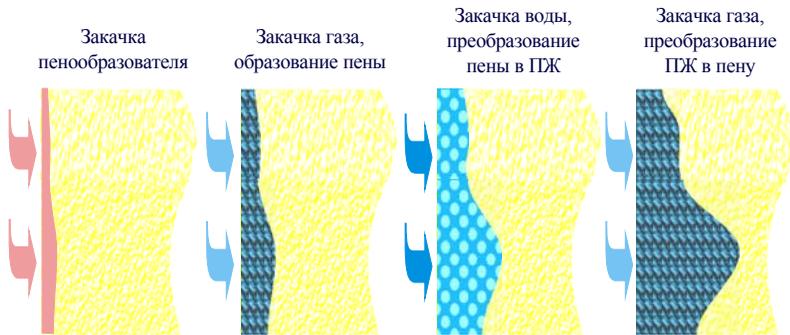


Рис. 4.22 - Схема циклической закачки пены. ПЖ – пузырьковая жидкость

Применение такого циклического режима закачки ПР и газа выбрано с целью:

а) максимально возможного вытеснения газом образующейся водонефтяной эмульсии;

б) в каждом последующем цикле при закачке ПР с повышением давления разрушать образованную в пласте пену и превращать ее в газожидкостную смесь, которая продвигается в прискважинной зоне, а при последующей закачке газа в данном цикле вновь получать пену.

Дополнительные преимущества и достоинства предлагаемой технологической схемы воздействия:

1 Возможность создания протяженных пенных барьеров в глубине пласта.

2 Разрушение пены в низкопроницаемых участках пласта.

3 Контроль в каждом цикле приемистости пласта по жидкости.

4 Управляемость процесса за счет регулирования параметров закачки и изменения соотношения неонола и сульфанола в ПР по циклам.

5 Сокращение времени выполнения технологических операций.

4.3 Промысловые испытания пенных систем

Целью промысловых испытаний было исследование влияния пенных систем на перераспределение работающих толщин и изменение гидродинамических параметров прискважинной и удаленной зон. Такие испытания пенного воздействия проведены в 2002 г. на скважине № 2661 Самотлорского месторождения в зоне деятельности ОАО «Самотлорнефтегаз» - СНГДУ – 1, на участке с блочной системой разработки объекта АВ₄₋₅.

Для этой цели ОАО «СибИНКор» разработана специальная программа и руководящий документ: РД 39-39343456-002-01 [76].

Технологически реализовалась схема закачки пены в пласт чередующимися последовательными оторочками пенообразующего раствора и газа с газлифтного комплекса.

4.3.1 Оборудование для закачки пенных систем в скважины

Закачка пенных систем производилась специально доработанной для этого насосно-бустерной установкой, предназначенной для освоения скважин, а также для закачки в скважины газожидкостных смесей. Установка смонтирована на шасси автомобиля «КрАЗ», принципиальная схема работы бустерной установки приведена на рисунке 4.23.

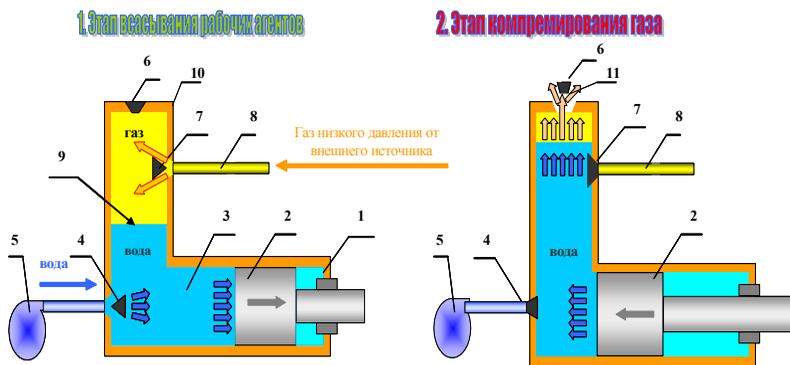


Рис. 4.23 - Принципиальная схема работы бустерной установки:
 1-плунжерный насос; 2-плунжер; 3-гидравлическая часть основного насоса; 4-всасывающий жидкостной клапан; 5-питательный насос; 6-агнетательный клапан; 7-всасывающий газовый клапан; 8-подающая линия низкого давления; 9-поверхность жидкостного поршня; 10-компрессионная камера; 11-газожидкостная смесь высокого давления

Данная установка рассчитана на работу при давлении нагнетания до 28 МПа с использованием внешнего подпора газа 3 МПа.

Преимуществом бустерной установки перед обычным компрессором является:

- простота конструкции;
- низкая стоимость;
- универсальность благодаря возможности нагнетания как жидкостей и газов, так и многофазных сред;
- меньшие энергозатраты (расход топлива), так как

процесс сжатия газа бустерной установкой, благодаря эффективному охлаждению, близок к квазиизотермическому, что позволяет доводить в одну ступень коэффициент сжатия до 15-20;

– генерация на выходе увлажненного воздуха, что важно для безопасного ведения работ.

Установка позволяет закачивать в пласт готовую пену, а также образовывать пену в пористом пространстве путем последовательной закачки пенообразующего раствора и газа.

4.3.2 Результаты промышленных работ по испытанию пенных систем

Проведение работ по испытанию пенных систем сопровождалось полным комплексом гидродинамических и геофизических исследований.

Так, из сопоставления гидродинамических исследований до и после проведения работ (таблица 4.2, Рис. 4.24 – 4.25) видно, что скачок давления уменьшился с 70 до 60 атм, а проницаемость прискважинной зоны по хорде уменьшилась в 2,9 раза, что говорит о кольматации существующих высокопроводящих каналов. После проведения работ прискважинная зона приобрела однородный характер (рис. 4.26).

На рисунке 4.26 приведены индикаторные диаграммы до и после проведения работ, характер которых свидетельствуют о смене режима фильтрации от трещинного коллектора к поровому.

Наглядно результаты проведения пенной обработки приведены на рисунке 4.27, где показаны диаграммы профилей приемистости до и после воздействия. Здесь четко прослеживается изменение профиля приемистости: старые высокопромытые каналы кальматированы, в результате образовались новые интервалы поглощения, при этом работающая толщина (коэффициент охвата по разрезу) увеличилась на 30%.

Таблица 4.2

Параметры коллектора до и после проведения работ, определённые по гидродинамическим исследованиям

Параметры	Коэффициент приемистости, $\text{м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$	Параметры, определённые по хорде		
		гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{МПа} \cdot \text{с}$	пьезопроводность, $\text{см}^2/\text{с}$	радиус зоны трещиноватости, м
До проведения работ	95	87	1682	90
После проведения работ	35	30	580	51
Соотношение параметров до/после, раз	2,7	2,9	2,9	1,8

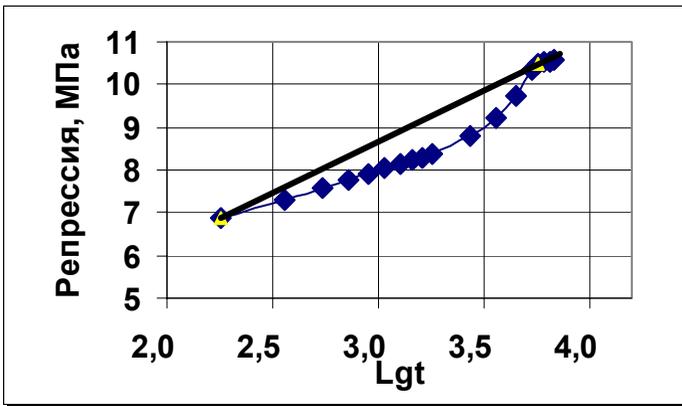


Рис. 4.24 - График КВД до производства работ по закачке пен

Практическим результатом воздействия явилось снижение

обводненности продукции добывающих скважинах, увеличение доли нефти от 10 до 40%. На воздействие пенами прореагировало 6 скважин, прирост дебита составил 2 т/сут на одну реагирующую скважину. В годовом исчислении это позволит на одну операцию по закачке пен добыть дополнительно от 1300 до 3000 т нефти. Для сравнения - достичь подобной эффективности при применении традиционных методов ВПП возможно было бы только при троекратном увеличении объема закачки реагентов, что реально осуществить далеко не во всех скважинах. Кроме того это привело бы, соответственно, к кратному увеличению затрат и снижению рентабельности работ.

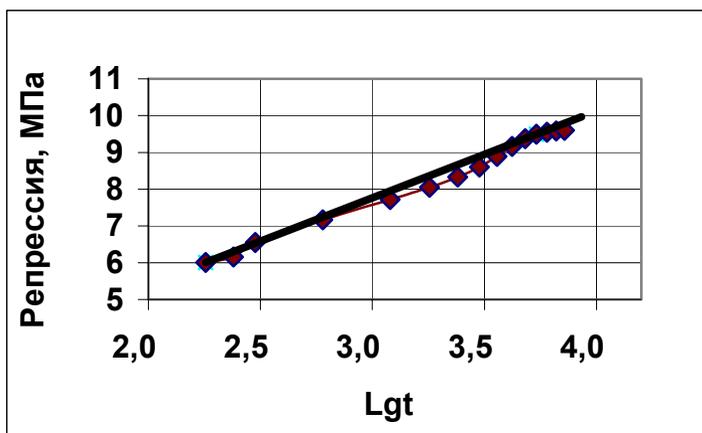


Рис. 4.25 - График КВД после производства работ по закачке пен

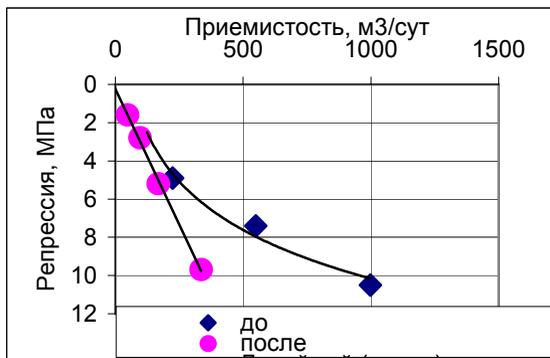


Рис. 4.26 – Индикаторные диаграммы до и после производства работ по закачке пен

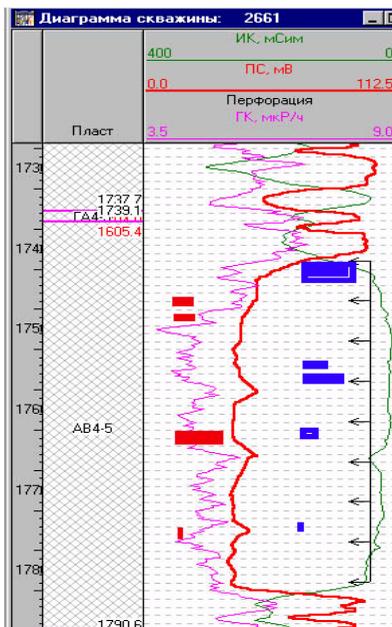


Рис. 4.27 - Профиль приемистости до (красным) и после (синим) проведения работ по пенному воздействию

ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 4

В результате экспериментальных исследований и промысловых испытаний установлено:

1 Возможность управления процессом образования пенных систем в пластовых условиях.

2 Разработаны основы технологического процесса воздействия на пласт пенами, включающие следующие положения:

- Для повышения устойчивости предпочтительно получать пену низкой кратности и проводить создание пенных систем в высоконапорном режиме. Выравнивание профиля приемистости скважин наиболее эффективно при высоком различии в проницаемостях пропластков. В этом случае, в высокопроницаемом пропластке можно реализовать высоконапорный режим дренирования (с пеной, обладающей высоким гидродинамическим сопротивлением), а в низкопроницаемом - низконапорный режим дренирования (с пеной, обладающей низким гидродинамическим сопротивлением).

- Закачку воды в пласт после пенной обработки следует вести при плавном увеличении давления нагнетания с целью предупреждения преждевременного прорыва воды через пенную оторочку.

- Наиболее устойчивые и большой протяженности потокоотклоняющие барьеры можно получить при циклическом способе создании пены, в основе которого лежат свойства пен приобретать большую прочность при образовании ее из пузырьковой жидкости.

3 Промысловая практика подтвердила, что технологии циклической закачки пены успешно могут быть использованы в больших масштабах для снижения обводненности скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1 ТЭО КИН Самотлорского месторождения: №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6 / ОАО ЦГЭ, ЗАО АЦ СибИНКор. – Тюмень, Москва, 2002.

2 Александров В.М. Методика расчленения продуктивных пластов горизонта АВ с целью построения компьютеризированной геологической модели Самотлорского месторождения / В.М. Александров, Л.С. Бриллиант, Ф.А. Шарифуллин // Нефтяное хозяйство. - 1997. - № 10.

3 Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. Самара: ОТО, 2000. – 336 с.

4 Бриллиант Л.С., Ревенко В.М., Шпуров И.В. Применение скважинных характеристик вытеснения для исследования структуры подвижных запасов нефти в пласте Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: сб. тр. СибНИИ НП. - Тюмень, 1988.

5 Бриллиант Л.С., Ревенко В.М. Исследования характеристик вытеснения при разделении отборов нефти по пластам горизонта БВ8 Самотлорского месторождения. Нефтепромысловое дело. - 1982. - № 2.

6 Бриллиант Л.С., Репин В.И., Бодрягин А.В., Митрофанов А.В., Левагин С.А. Результаты опытно-промышленных работ ОАО "НК Черногорнефтеотдача" по увеличению нефтеотдачи пластов Нефтяное хозяйство, 1997, № 10.

7 Бриллиант Л.С., Старкова Н.Р., Чернавских С.Ф., Козлов А.И. Экспериментальные исследования по совершенствованию технологии полимерного заводнения, Нефтяное хозяйство, 2000, № 9.

8 Бриллиант Л.С., Гусев С.Г., Ревенко В.М. Влияние давления нагнетания на характер подключения пластов Самотлорского месторождения Нефть и газ Тюмени, 1983, № 12, С. 25-30.

9 Бриллиант Л.С., Клочков А.А. Основные результаты применения технологий по извлечению запасов нефти пласта АВ12 "Рябчик" Нефтяное хозяйство. 1997, № 10.

10 Бриллиант Л.С. Коротаяев А.А., Шпуров И.В. Предварительные результаты исследования влияния технологических факторов на динамику обводнения скважин Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: Сб. тр. СибНИИ НП. - Тюмень, 1988.

11 Бриллиант Л.С. Курамшин Р.М., Григорьева С.П. Закономерности подключения продуктивных частей разреза при их совместной эксплуатации. Вопросы интенсификации разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: Тр. СибНИИ НП, Тюмень, 198, С. 38-45.

12 Бриллиант Л.С. Курамшин Р.М., Губарева Н.Н. Совершенствование геолого-технической модели разработки продуктивных пластов Самотлорского месторождения Нефтяное хозяйство. 1989, № 3.

13 Бриллиант Л.С., Ревенко В.М., Лаврова О.А. Результаты бурения уплотняющих скважин на объекте БВ8 Самотлорского месторождения. Тр. СибНИИ НП. - Тюмень, 1986.

15 Бриллиант Л.С., Шарифуллин Ф.А., Малышева Л.В., Александров В.М., Шпуров И.В. Оценка вовлечения в разработку трудно извлекаемых запасов нефти пласта АВ1². Нефтяное хозяйство. 2000, № 9.

16 Иванов С.В., Бриллиант Л.С. Основные направления совершенствования физико-химического заводнения на Самотлорском месторождении. Нефтяное хозяйство. 2000, № 9.

17 Технологическая схема разработки Самотлорского месторождения: Отчет о НИР / СибНИИ НП. – Тюмень, 1981.

19 Шарифуллин Ф.А. Бриллиант Л.С., Клочков А.А. Основные элементы концепция восстановления добычи нефти на Самотлорском месторождении Нефтяное хозяйство. 1997. № 10.

20 Каптелинин Н.Д., Литваков В.У., Сонич В.П., Юсупов К.С., Юйдемин Ю.С. Особенности промысловых исследований Самотлорского нефтяного месторождения, М.: ВНИИОЭНГ, 1980, 40 с.

21 Медведский Р.И., Кряквин А.Б., Балин В.П., Стасюк М.Е. Кондиции запасов нефтяных месторождений Западной Сибири. М.: Недра, 1992, 295 с.

22 Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984 г.

23 Желтов Ю.П. Деформация горных пород. - М.: Недра, 1966. –233 с.

24 Уточненный проект разработки Самотлорского месторождения: Отчет о НИР /СибНИИНП, ВНИИнефть. – Тюмень, Москва. 1999 г.

25 Федорцов В.К., Нестеров В.Н., Ягафаров А.К. Возможности определения параметров призабойной зоны пласта по кривым падения давления при освоении скважин Тр. ЗапСибНИГНИ., Тюмень, 1975, № 103 – С. 132-138.

26 Пешков В.Е. Аналитическая модель фильтрации флюида при деформации трещинного коллектора в призабойной зоне Тр. ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1975. – № 103. – С. 53-47.

27 Бодрягин А.В. Регулирование процессов трещинообразования при закачке воды в пласт (на примере пласта АВ₁³+АВ_{2,3} Самотлорского месторождения): Дисс. на соискание канд. техн. наук. - Тюмень, 2001.- 150 с.

29 Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск: Наука. – 1995, 150 с.

30 Бабалаян Г.А., Леви Б.И. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно – активных веществ. М: Недра, 1983. 120 с.

31 Боксерман А.А. Концепция государственного управления рациональным использованием запасов нефти / А.А. Боксерман, Е.М. Панкратов, Э.М. Холимов // Повышение нефтеотдачи пластов: Тр. Международного техн. симпозиума,

13-15 марта 2002 г. / Институт нефтегазового бизнеса. – М., 2002. - С. 95-98.

32 Бриллиант Л.С. Применение скважинных характеристик вытеснения для расчетов нефтеотдачи продуктивных пластов // Проблемы геологии и разработки Самотлорского месторождения: Сб. тр. СибНИИГП. - Тюмень, 1983.

33 Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов // Повышение нефтеотдачи пластов: Тр. Международного техн. симпозиума, 13-15 марта 2002 г., Институт нефтегазового бизнеса. – М., 2002. - С. 15-18.

34 Печеркин М.Ф., Гузеев В.В., Пичугин О.Н., Федоров А.А., Чебаков А.А. Совершенствование потоковыравнивающих и водоотклоняющих технологий на основе математического моделирования. Повышение нефтеотдачи пластов: Тр. Международного техн. симпозиума, 2002 г., Институт нефтегазового бизнеса. – М., 2002. С. 134-139.

35 Хавкин А.Я. Классификация технологий воздействия на нефтяные и газовые пласты // Повышение нефтеотдачи пластов: Тр. Международного технологического симпозиума, 13-15 марта 2002 г. / Институт нефтегазового бизнеса. – М., 2002. С. 175-180.

36 Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 516 с.

37 Сургучев Л.М. Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 5.

38 Сургучев М.Л., Горбунов А.Т. Методы извлечения остаточной нефти / М.: Недра, 1991. - 347 с.

39 Лысенко В.Д. О повышении нефтеотдачи месторождения. Повышение нефтеотдачи пластов: Тр. Международного технологического симпозиума, 2002 г., Институт нефтегазового бизнеса. М., 2002, с. 144-147.

40 Бриллиант Л.С., Ревенко В.М., Праведников Н.К. Приобщение низко продуктивных пластов и прослоев. Нефтяное хозяйство. 1987. - № 10.

41 Гусев С.В., Дмитриев О.В., Жданов С.А. Анализ текущего состояния и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО Нижневартовскнефтегаз Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1992.

42 Хасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П., Растрогин А.Е. и др. Применение сшитых полимерно-гелевых систем для повышения нефтеотдачи пластов. Повышение нефтеотдачи пластов: Труды международного технологического симпозиума, 13-15 марта 2002 г. Институт нефтегазового бизнеса. – М., 2002.

43 Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М., Сидоров А.Г., Казанцев П.Ю. Определение скин-эффекта по данным замера восстановления уровня. Геолого-промысловые исследования скважин и пластов: Материалы науч.-практ. конф., г. Тюмень 14.02.2002 г. - Изд-во ИздатНаукСервис. 2003. С. 84-87. .

44 Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах Доклады АН СССР, 1960 - Т. 132. № 3.

45 Михайлов Н.Н. Физико-геологические проблемы доизвлечения остаточной нефти из заводненных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 11.

46 Химия нефти и газа. // Материалы IV международной конференции, Т. №1. - Томск: STT, 2000. – 608 с.

47 Методическое руководство по определению технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов / МинТопЭнерго РФ. - М. - 1993.

48 Хисамутдинов В.И., Ибрагимов Г.З., Телин А.Г. и др.: Опыт применения физико-химического заводнения для повышения нефтеотдачи пластов сер. Техника и технология добычи нефти. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1991. - № 8.

49 Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. Т.Д. Голф-Рахт. - М.: Недра, 1986. - 608 с. 44

50 Литвинов А.А., Блинов А.Ф. Промысловые исследования скважин / М.: Недра, 1964.

51 Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. - М: Наука, 1998. – 304 с.

52 Медведский Р.И., Юсупов К.С. Особенности восстановления давления в нагнетательной скважине с подвижными трещинами в призабойной зоне Нефть и газ Тюмени. Тюмень, 1970. № 7.

53 Медведский Р.И. Некоторые закономерности первой фазы фильтрации малосжимаемой жидкости в пористом и пористо-трещиноватых пластах в применении к исследованиям скважин: Автореферат канд. техн. наук. - Грозный, 1967.

54 Еронин В.А., Кривонос И.В., Ли А.Д. и др. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях / В.А. Еронин, И.В. Кривонос, А.Д. Ли и др. – М.: Недра, 1973. - 200 с.

55 РД 39-39343456-027-99. Инструкция по применению комплексных составов для увеличения коэффициента нефтеизвлечения / ОАО СибИНКор. – Тюмень, 1999. – 56 с.

56 Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Анализ влияния технологий МУН на выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин по результатам комплексных гидродинамических и геофизических исследований на Самотлорском месторождении. Материалы науч.-практ. конф. Геолого-промысловые исследования скважин и пластов, г. Тюмень 14.02.2002 г. – Екатеринбург: Изд-во ИздатНаукаСервис, 2003. - С. 161-179.

57 Патент РФ 2071555, Е 21 В 43/22, 33/138. Состав для регулирования разработки нефтяных месторождений / Ю.В. Баранов, И.Г. Нигматуллин, И.В. Шпуров, А.А. Ручкин и др. (Россия). - № 94037502/03; Заявлено 6.10.1994; Оpubл. 10.01.1997, Бюл. № 1.

58 Патент РФ 2109132, Е 21 В 43/22. Способ увеличения нефтеотдачи пластов / В.В. Мазаев, С.В. Гусев, Я.Г. Коваль, И.В. Шпуров, С.В. Абатуров, А.А. Ручкин, О.Г. Нарожный (Россия). - № 96113692/03; Заявлено 27.06.1996; Оpubл. 1998, Бюл. №1.

59 Патент РФ 2114991, Е 21 В 43/22. Способ изоляции пластовых вод / В.В. Мазаев, С.В. Гусев, Я.Г. Коваль, И.В. Шпуров, С.В. Абатуров, А.А. Ручкин (Россия). - № 9612722/03; Заявлено 27.11.1996; Оpubл. 10.07.1998, Бюл. № 19.

60 Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1972. - 226 с.

61 Горбатова Л.Н., Соляков Ю.В., Швецов И.А. Влияние пены на проницаемость пористой среды для воды Труды КНИИНП. - Куйбышев, 1966. – № 35. С. 90-97.

62 Федорако А.Б, Тумасян А.Б, Бабалян Г.А. Локальный метод воздействия растворами ПАВ на пласты с целью повышения производительности малодебитных скважин. РНТС «Нефтепромысловое дело», № 4, 1974, с. 9-12.

62 Швецов И.А. Исследование нефтеотдачи на неоднородных моделях пласта при закачке пены // Тр. ВНИИнефть – М., 1968.- № 33. – С. 110-115.

63 Швецов И.А. Исследование нефтеотдачи на неоднородных моделях пластов при закачке пены // Тр. КНИИНП. – Куйбышев, 1966. – С. 67-77.

64 Швецов И.А., Горбатова А.Н., Соляков Ю.В. Исследование фильтрационной характеристики пены при ее фильтрации в пористой среде. Тр. ВНИИнефть. – М.: Недра, 1968. – № 32. – С. 83-87.

65 Швецов И.А., Горбатова А.Н., Тимофеева Б.В. Исследование пены как агента, улучшающего эффективность заводнения Тр. КНИИНП. - Куйбышев, 1968.- №. 38. – С. 42

66 Швецов И.А. Лабораторные исследования нефтеотдачи пластов при закачке пены в слоисто-неоднородные пласты. Тр. ВНИИНП Куйбышев, -1966.

67 Арзуманов Г.В., Горбатова А.Н., Григоращенко Г.И., Жуков Д.М. и др. Результаты опытно-промышленной очаговой закачки воды и пены в пласт Б Сызранского нефтяного месторождения Нефтяное хозяйство. 1972. № 1. С 50-53.

68 Максимович Г.К. Вытеснение нефти из пласта пеной. Нефтяное хозяйство, 1963. № 1.

69 Васильев В.К., Быкова, А.А. Устойчивость пены под давлением Нефтепромысловое дело. – 1976. - № 5. - С. 27-28.

70 Лютин Л.В., Бурдынь Е.А. Вопросы использования поверхностно – активных веществ для регулирования процессов вытеснения нефти водой и увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1968.

71 Лютин Л.В. Исследование поведения пен в пористой среде и определение путей их использования для увеличения нефтеотдачи // Вопросы интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи нефтяных месторождений СССР. - М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.

72 Кругляков П.М., Ексерова Д.Р. Пена и пенные пленки М.: Химия, 1990. 426 с.

73 Шароварников А.Ф. // Коллоидный ж. – 1981, № 4, С. 80-92.

74 РД 39-393433456-002-01. Временная инструкция по испытанию бустерной установки УБ14-125х25КД в технологиях освоения скважин и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах пенными составами / ОАО СибИНКор, Тюмень, 2001, 76 с.

75 Ручкин А.А. Повышение эффективности применения потокоотклоняющих технологий (на примере гидродинамически связанных коллекторов Самотлорского месторождения): Дисс. на соискание ученой степени канд. техн. Наук.- Тюмень, 2003.- 148с.

76 Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества. Свойства и применение. Л.: Химия, 1976, с. 69-76.

77 Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974 г.

78 Сумм Б.Д., Горюнов Ю.В. Физико-химические основы смачивания и растекания. М.: Химия, 1976, с. 164-206.