

ТАСМУХАНОВА ГУЛЬНАРА ЕРСАИНОВНА

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА ВЫБОРА ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ  
СКВАЖИН С УЧЕТОМ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ИХ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа - 2002

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Научный руководитель доктор технических наук,  
доцент  
Зейгман Юрий Вениаминович.

Официальные оппоненты: доктор технических наук,  
профессор  
Хафизов Айрат Римович.

кандидат геолого-минералогических  
наук,  
старший научный сотрудник  
Котенев Юрий Алексеевич.

Ведущая организация Нефтегазодобывающие управление  
"Уфанефть".

Защита состоится " 22 " ноября 2002 г. в 14<sup>00</sup> часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан " 21 " октября 2002 г.

Ученый секретарь диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность проблемы**

Перспективы нефтяной промышленности во многом определяются состоянием и возможностями развития сырьевой базы страны. Следует отметить, что прирост запасов нефти за счет геолого-разведочных работ в последние годы значительно снизился. При этом уменьшение объема добычи нефти происходит и за счет ухудшения качества скважинной продукции на новых открываемых залежах.

За последние годы доля остаточных извлекаемых запасов высоковязких нефтей в подгазовых зонах и в низкопроницаемых коллекторах (НПК) увеличилась от 0,17 до 0,52. Большая часть крупных нефтяных месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья вступила в заключительные стадии разработки. Средняя обводненность добываемой продукции составляет более 82%. Это обуславливает необходимость поиска новых технических и технологических решений управления процессами разработки. Одним из таких направлений является решение задач по сохранению коллекторских свойств пород призабойной зоны пласта (ПЗП) при вскрытии продуктивных пластов и глушении скважин перед ремонтами. В результате взаимодействия жидкости глушения скважин (ЖГС) с пластовыми флюидами и горной породой происходит ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП. Многообразие видов жидкостей глушения и широкий диапазон изменения фильтрационно-емкостных характеристик (ФЕХ) нефтяных пластов требует разработки метода выбора состава ЖГС с учетом геолого-физических условий эксплуатации скважин. Оптимизация состава, объема и плотности ЖГС в используемых технологиях глушения скважин позволит сократить объемы поступления фильтрата в ПЗП, повысить показатели работы скважин и снизить потери в добыче нефти.

### **Цель работы**

Разработка и научное обоснование метода по выбору состава жидкости глушения скважин с учетом геолого-физических условий их эксплуатации.

### **Основные задачи исследований**

1 Анализ влияния существующих составов жидкостей глушения скважин и технологий их применения на коллекторские свойства пород призабойной зоны пласта.

2 Изучение интенсивности процессов капиллярной пропитки нефтенасыщенных моделей пласта фильтратами различных жидкостей глушения скважин, а также динамики замещения нефти жидкостями глушения скважин в одиночных каналах фильтрации.

3 Изучение закономерностей изменения коэффициентов проницаемости терригенных и карбонатных пород по нефти и воде в условиях их многократных контактов с фильтратами жидкостей глушения скважин.

4 Изучение особенностей гравитационного замещения в стволе скважин несмешивающихся жидкостей различной плотности при проведении операций глушения.

### **Методы исследований**

Поставленные задачи решались в лабораторных условиях с помощью стандартных методик, приборов, оценкой погрешностей выполненных измерений и статистической обработкой полученных данных с применением ПЭВМ.

### **Основные защищаемые положения**

1 Результаты лабораторных экспериментов по исследованию динамики взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей в моделях одиночных каналов фильтрации с различной природой смачиваемости поверхности.

2 Метод оценки текущей нефтенасыщенности пород призабойной зоны пласта в условиях контакта с фильтратом жидкости глушения скважин.

3 Обоснование выбора жидкости глушения с учетом геолого-физических условий залегания пласта и физико-химических свойств пластовых флюидов.

### **Научная новизна**

1 Разработана классификация жидкостей глушения скважин и уточнены области их возможного применения.

2 Исследованы особенности взаимного замещения нефтей и фильтратов жидкостей глушения скважин в одиночных каналах фильтрации под действием капиллярных сил.

3 Уточнены закономерности изменения коэффициентов относительных проницаемостей терригенных и карбонатных пород по нефти и воде после проникновения в пласт жидкостей глушения скважин.

4 Разработана методика оценки текущей нефтенасыщенности пород призабойной зоны пласта и выбора жидкости глушения скважин с учетом

природы смачиваемости поверхности горных пород и физико-химических свойств нефти.

### **Практическая ценность и реализация результатов исследований**

1 Результаты исследований используются в учебном процессе кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета при подготовке инженеров по специальности 0906 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

2 Разработанный стандарт предприятия (СТП 03-158-2002) «Определение продолжительности операций глушения скважин перед подземными ремонтами» используется в АНК «Башнефть» для проведения технологических расчетов при планировании операций глушения скважин.

### **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались на 50-й, 51-й и 52-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа, 1999 - 2002), международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции» (г. Октябрьск, 2001).

### **Публикации**

По материалам диссертации автором опубликованы 11 печатных работ, в том числе 3 статьи и 8 тезисов.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, выводов, списка литературы, включающего 95 наименований, и 16 приложений. Текст работы изложен на 150 страницах, включая 27 рисунков и 22 таблицы.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обосновывается актуальность темы диссертационной работы, поставлены цели и задачи исследований, описываются научная новизна и практическая ценность результатов проведенных исследований.

**В первой главе** анализируются существующие составы ЖГС, области их применения и технологии глушения скважин при вторичном вскрытии пластов и перед ремонтами скважин. Рассматривается методика оценки уровня влияния

технологии глушения проницаемость пород призабойной зоны нефтяных пластов и на показатели работы скважин.

Все ЖГС условно делятся на две группы: на водной и углеводородной основе. В первую входят пресные воды, сточные воды промыслов, технические воды с добавками различных утяжелителей, пластовые воды (плотностью до  $1190 \text{ кг/м}^3$ ), водные растворы минеральных солей (плотностью от 1070 до  $2300 \text{ кг/м}^3$ ), пены, системы с конденсированной твердой фазой (гидрогели), глинистые растворы и прямые эмульсии. В качестве утяжелителей используют: глинопорошки, концентрат баритовый различной модификации, железистый и сидеритовый утяжелители. Среди наиболее распространенных реагентов, применяемых для регулирования свойств водных ЖГС, используются поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимеры, различные углеводороды, кислоты и др. Использование водных ЖГС является одной из причин увеличения насыщенности по воде и снижения фазовых проницаемостей по нефти. В результате происходят уменьшение проницаемости пород в ПЗП, рост обводненности продукции и снижение коэффициентов продуктивности скважин.

Для сохранения коллекторских свойств продуктивных нефтяных пластов в качестве ЖГС целесообразно использовать растворы на углеводородной основе. В то же время эти ЖГС имеют ряд недостатков. Они пожароопасные, дорогостоящие, экологически неблагоприятные, приготовление и использование таких жидкостей в условиях низких температур затруднено.

Проведенный анализ существующих ЖГС позволил составить их классификацию (рисунок 1) и уточнить области эффективного применения (рисунок 2).

В процессе эксплуатации каждая скважина неоднократно подвергается ремонтным работам. Одним из этапов ремонта скважин является предупреждение перелива скважинной продукции на устье. С этой целью находят применение следующие способы: использование механических устройств (отсекателей), применяемых для разобщения ствола скважины и ПЗП; ограничения объемов закачки воды в нагнетательные скважины с целью снижения пластового давления и глушение скважин.

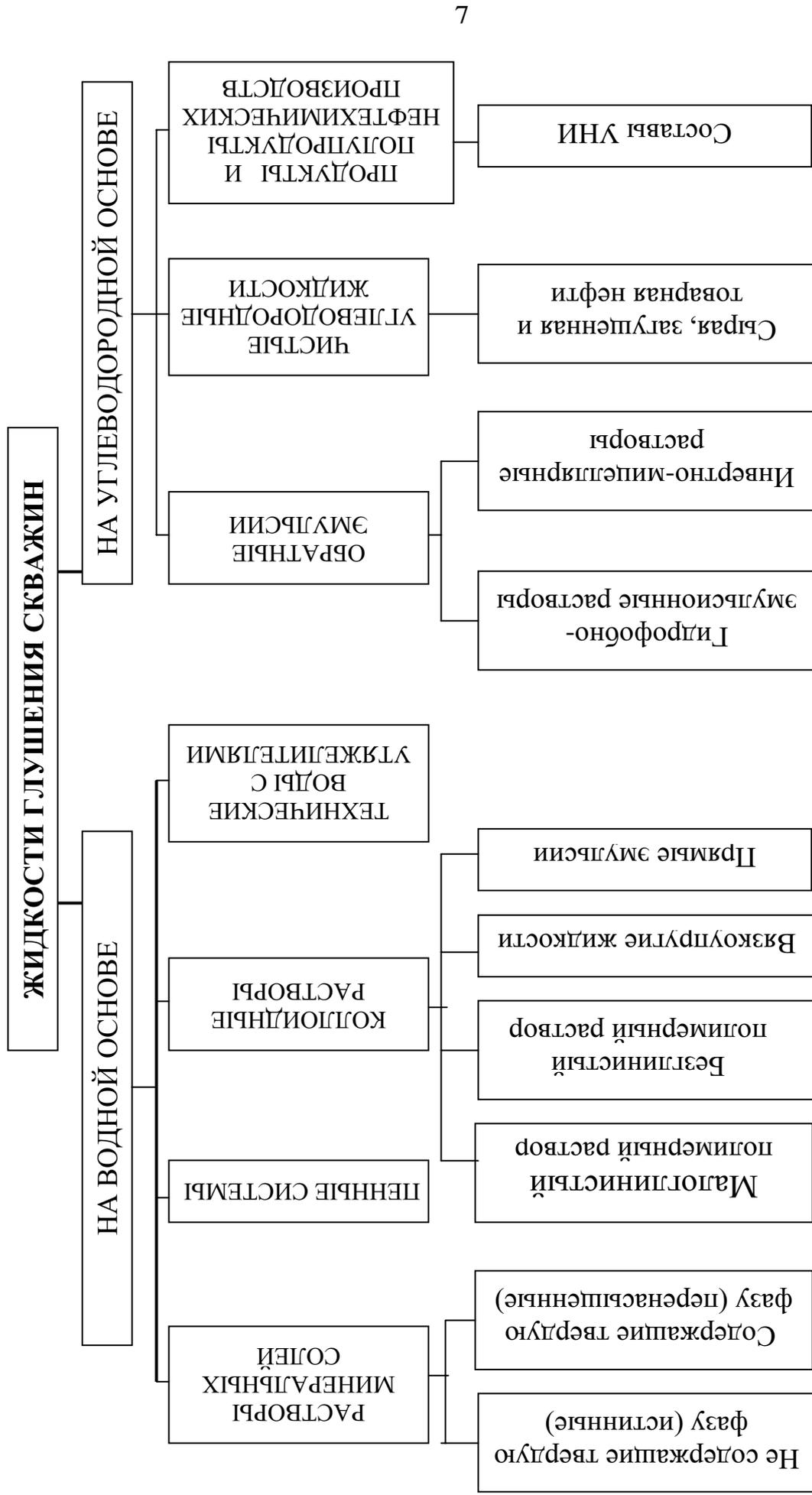


Рисунок 1 – Классификация жидкостей глушения скважин

**ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ЖГС**

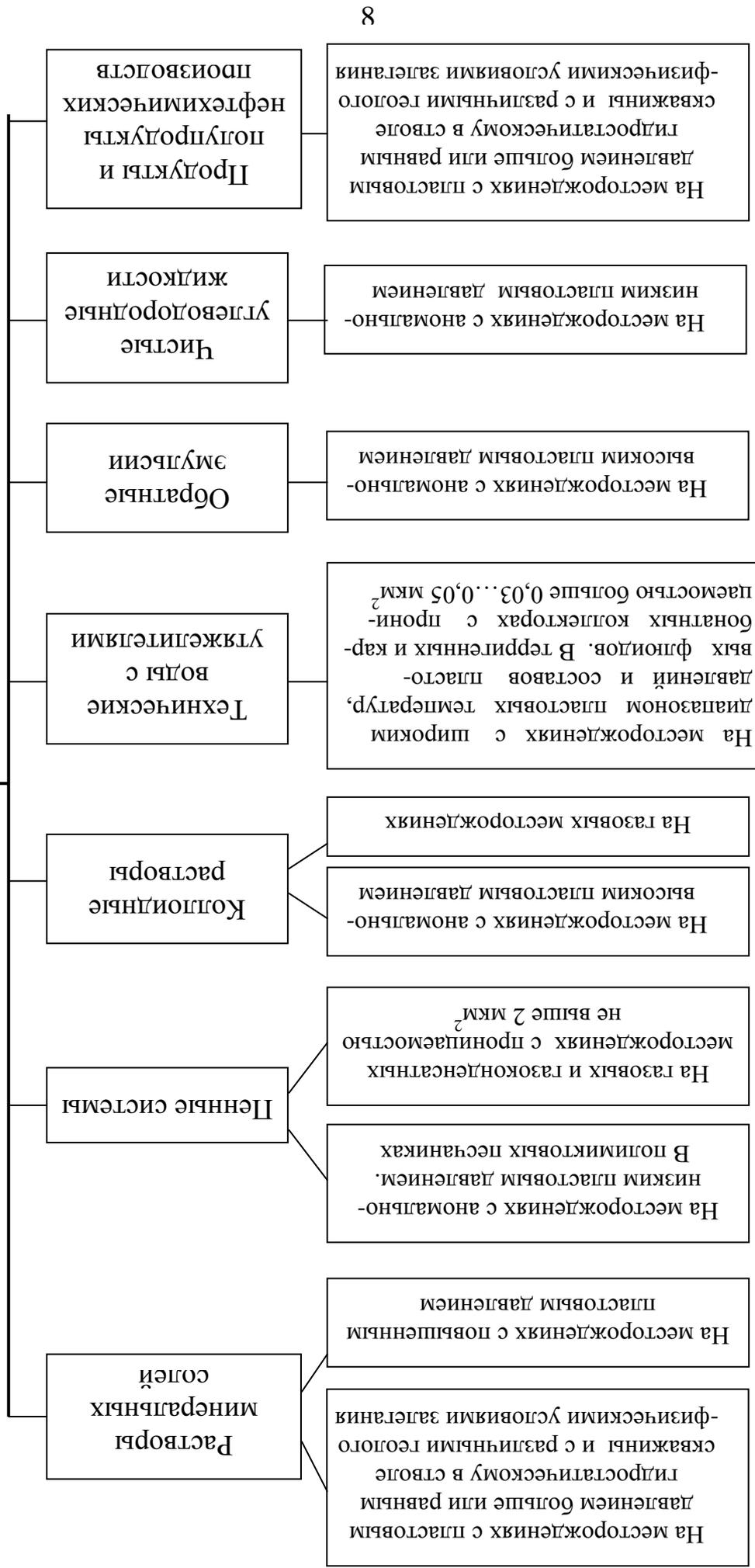


Рисунок 2 – Области применения жидкостей глушения скважин

Некоторые конструкции механических отсекателей (ТатНИПИнефть) позволяют предотвратить загрязнение ПЗП при вторичном вскрытии пластов, эксплуатации и ремонте скважин. Однако в отечественной практике применение отсекателей не нашло широкого применения. Анализ промысловых данных показывает, что ограничение закачки воды в пласт применяется в ограниченном объеме, так как сопровождается снижением дебитов добывающих скважин по жидкости и повышением риска замораживания водоводов в зимний период.

Поиск новых составов ЖГС проводился в направлении изыскания жидкостей и разработки технологий глушения, которые обеспечивали бы необходимое давление на пласт и, в то же время, сохраняли бы коэффициент продуктивности скважин при минимальном расходе жидкости и возможности ее регенерации. Технология комбинированного глушения скважин, основанная на использовании двух различных по природе жидкостей (напротив продуктивного пласта – углеводородная ЖГС, а выше в стволе скважины – минерализованная вода) дает именно такой эффект. Применение комбинированных задавочных жидкостей позволяет не только сохранить коллекторские свойства пласта, но и улучшить условия труда бригад текущего и капитального ремонта скважин.

Для анализа уровня воздействия ЖГС на ФЕХ терригенных и карбонатных пород в работе использовались результаты исследований, проведенных в Уфимском государственном нефтяном техническом университете. Терригенные породы были представлены естественными одиночными кернами продуктивных отложений Повховского месторождения. Карбонатные породы были представлены одиночными кернами Волковского месторождения. В качестве ЖГС использовались: пресная вода; пластовая вода; водный раствор хлорида натрия ( $\text{NaCl}$ ); водные растворы хлорида кальция ( $\text{CaCl}_2$ ) с добавками ПАВ, конденсированной сульфит-спиртовой барды, эмульгатора-стабилизатора; составы УНИ.

Результаты исследований изменения коллекторских свойств на образцах терригенных пород после пропускания через них ЖГС показали, что максимальное снижение проницаемости имело место при использовании раствора  $\text{NaCl}$ , а на образцах карбонатных пород – пресной воды. Исследования влияния состава ЖГС на искусственных моделях пористой среды также выявили закономерность уменьшения их проницаемости по мере увеличения

содержания водной фазы в растворах. Применение состава УНИ-1 подтвердило, что использование углеводородных жидкостей позволяет сохранить коллекторские свойства нефтенасыщенных пород.

**Во второй главе** представлены результаты экспериментов по исследованию динамики вытеснения нефти растворами ЖГС с добавками различных реагентов в одиночных каналах фильтрации. На основе полученных результатов были проведены расчеты капиллярного давления в каналах фильтрации с различной природой смачиваемости поверхности.

Сложные процессы вытеснения одной жидкостью другой, взаимодействия твердой поверхности каналов фильтрации с контактирующими жидкостями и капиллярные эффекты, определяющие процессы фильтрации в ПЗП, имеют место в период проведения ремонтных работ на скважине и в период простоя. Простой скважины может длиться от двух суток до полугода и более. В связи с этим актуальным становится вопрос исследования динамики замещения нефти ЖГС в ПЗП в условиях отсутствия гидродинамических сил.

Для воспроизведения процессов капиллярного перераспределения пластового флюида и фильтрата ЖГС в экспериментах использовалась аналоговая модель пористой среды. В лабораторных условиях были проведены эксперименты по моделированию процессов замещения нефти фильтратами ЖГС различного состава на модели пласта с каналами фильтрации конической формы.

В качестве модели пористой среды применялись гидрофильная и гидрофобная поверхности, каждая из которых содержала 12 отверстий конической формы (углы раскрытия конуса ( $\alpha$ ) изменялись - от 7,5 до 75 градусов). Отверстия модели пласта заполнялись нефтью, затем модель помещалась в стакан, заранее заполненный подготовленной вытесняющей жидкостью. Отверстия заполнялись нефтями, плотность и вязкость которых изменялись соответственно: 780...940 кг/м<sup>3</sup> и 1,2...17,5 мПа·с. В качестве испытуемых растворов ЖГС использовались водные растворы: каустической соды ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ), хлорида калия (KCl), NaCl и  $\text{CaCl}_2$  плотностью - 1100...1300 кг/м<sup>3</sup> и минерализацией 130...350 г/л. Время «контакта» ЖГС с нефтью соответствовало продолжительности простоя скважин во время ремонтов или периоду ожидания освоения и составляло от 3-х до 14 суток.

Результаты исследований динамики замещения нефти минерализованными растворами показали, что число «прореагировавших» каналов с различными углами раскрытия на гидрофобной модели пористой среды больше, чем на гидрофильной. Время интенсивного поступления в нефтенасыщенные каналы фильтратов ЖГС на гидрофобных моделях пористой среды меньше, чем на гидрофильных моделях. На гидрофобных моделях пористой среды первые изменения насыщенности каналов фильтрации происходят в течение 1...2 суток контактирования. Наиболее интенсивное замещение нефти ЖГС наблюдали в промежутке времени от 72 до 144 часов. На гидрофильных моделях пористой среды основные изменения насыщенности протекают в течение 48-168 ч. Динамика замещения нефти водными растворами минеральных солей на гидрофобных и гидрофильных моделях пористой среды с  $\alpha = 37,5^0$  в состоянии покоя показана на рисунке 3.

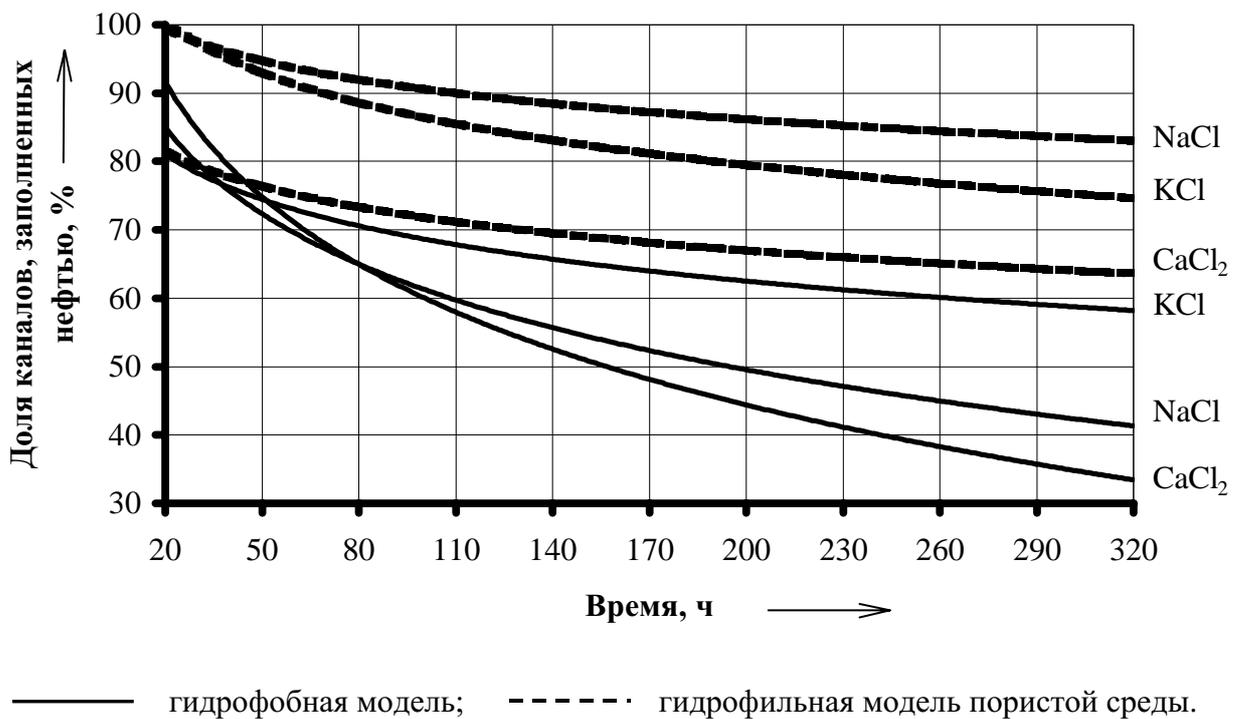


Рисунок 3 – Динамика замещения нефти водными растворами минеральных солей на гидрофобной и гидрофильной моделях пористой среды

Для анализа динамики замещения нефти ЖГС на моделях пористой среды в состоянии покоя был проведен расчет перепада капиллярного давления по формуле

$$\Delta P = \frac{P \cdot 2 \cdot \sigma_{жс}}{R_0}, \quad (1)$$

где  $\bar{P}$  - рассчитанные значения капиллярных давлений при различных значениях  $\frac{R_0}{r_1}$  и углах раскрытия конусов, Па;  $R_0$  - радиус шаровой капли, равный объему глобулы нефти, входящей в коническую пору, мм.;  $r_1$  - радиус мениска, мм.;  $\sigma_{жс}$  - поверхностное натяжение на границе раздела «раствор-нефть», мН/м.

Рассчитанные значения капиллярного давления были как положительные, так и отрицательные. Это объясняет тот факт, что замещение глобулы нефти раствором ЖГС может происходить не только в сторону расширения поры, но и в сторону её сужения, что приводит к перераспределению жидкости в ПЗП. Фильтрат ЖГС перемещается в более мелкие поры, а пластовый флюид вытесняется из них в более крупные. Этот процесс продолжается до фазового равновесия. При этом может произойти нарушение связанности фаз, которое сформировалось в конце процесса замещения одной жидкости другой, т.е. поры, по которым происходило вытеснение нефти ЖГС, могут оказаться кольматированными отдельными капельками нефти или ЖГС, что скажется на способности пористой среды пропускать через себя флюиды. Использование в экспериментах гидрофильной и гидрофобной моделей пористой среды позволяет судить о количественном различии в изменении капиллярного давления для пластов с различной природой смачиваемости (рисунок 4).

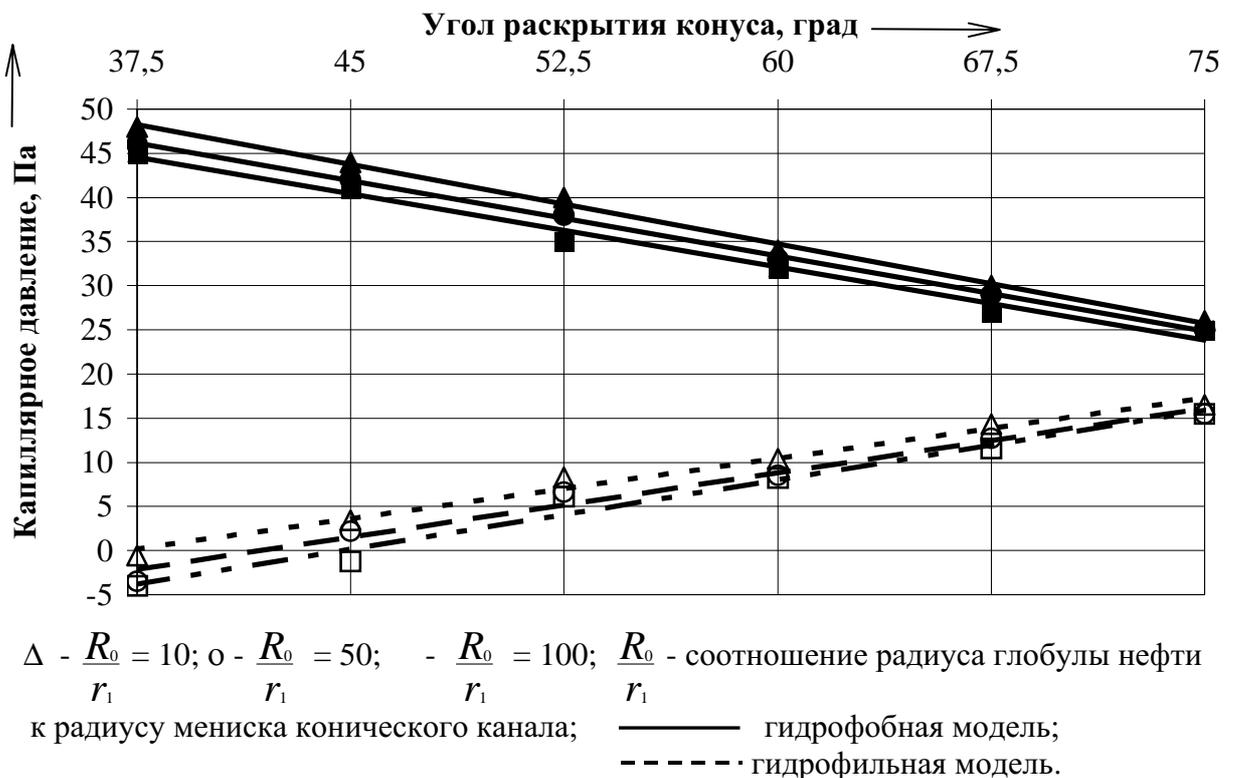


Рисунок 4 – Изменение капиллярного давления в различных углах раскрытия конуса канала фильтрации при замещении нефти водными растворами минеральных солей

Капиллярное впитывание сопровождается изменением водонасыщенности пород в прискважинной зоне пласта. Установлено, что перераспределение воды, внедрившейся в прискважинную часть нефтеносного пласта, происходит достаточно быстро, распространяясь в глубь пласта. Для снижения объемов проникновения фильтрата ЖГС в пласт и ослабления его взаимодействия с породообразующими минералами используют различные добавки. Исходя из этого, были проведены дополнительные опыты по изучению динамики замещения нефти растворами ЖГС с добавками различных реагентов. Эксперимент проводился с соблюдением тех же условий, что и в исследованиях с минерализованными водами. В качестве водных растворов ЖГС использовались:

1 Растворы реагентов (концентрацией 0,1% масс.) в пресной воде:

- а) поверхностно-активного вещества (Неонол-АФ-9-12);
- б) гидрофобизатора (ГФ);

2 Жидкость глушения скважин (состав УНИ-1) в пресной воде:

- а) 0,1% масс. раствор УНИ-1;
- б) 0,1% масс. раствор УНИ-1+ ПАВ (Неонол-АФ-9-12).

Проведенные исследования замещения различных образцов нефти разными типами ЖГС позволили получить уравнения регрессии для расчета перепада капиллярного давления в зависимости от соотношения  $R_0/r_1$  в моделях пористой среды, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Уравнения расчета перепада капиллярного давления

Модель пористой среды	
гидрофильная	гидрофобная
$\Delta P = -1,4 \cdot \ln\left(\frac{R_0}{r_1}\right) + 2,2$	$\Delta P = -1,7 \cdot \ln\left(\frac{R_0}{r_1}\right) + 52$

Коэффициент корреляции данных уравнений составил 0,95. . . 0,97.

Капиллярное давление, возникающее в поровом пространстве гидрофильной среды, в среднем в 12-16 раз меньше, чем в поровом пространстве гидрофобной среды. Это объясняется природой смачиваемости поверхности модели пористой среды и адсорбцией компонентов ЖГС на поверхности канала. В результате происходит увеличение краевого угла смачивания, что свидетельствует о гидрофобизации поверхности. Рост краевого угла смачивания опережает одновременное снижение поверхностного

натяжения на границе раздела «нефть – ЖГС», что и является основной причиной повышения перепада капиллярного давления в канале фильтрации.

Проведенные опыты динамики замещения нефтей различными составами ЖГС и полученные результаты количества нефтенасыщенных каналов на гидрофобной и гидрофильной моделях пористой среды показаны соответственно в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты замещения нефти ЖГС на гидрофобной и гидрофильной моделях пористой среды

Вязкость нефти, мПа·с	Водные растворы ЖГС	Доля каналов, заполненных нефтью, %	
		на гидрофобной модели	на гидрофильной модели
1,2	Раствор KCl	83	67
	Раствор NaCl	50	83
	Раствор CaCl <sub>2</sub>	83	67
1,8	Раствор KCl	17	25
	Раствор NaCl	83	83
	Раствор CaCl <sub>2</sub>	46	83
	0,1% масс. р-р (ДВ+ПАВ)	30	50
	0,1% масс. р-р (ДВ+УНИ-1)	0	25
	0,1% масс. р-р (УНИ-1+ПАВ)	59	75
6,0	0,1% масс. р-р (ДВ+ГФ)	74	92
	Раствор KCl	52	75
	Раствор NaCl	42	83
	Раствор CaCl <sub>2</sub>	32	67
	0,1% масс. р-р (ДВ+ПАВ)	53	100
	0,1% масс. р-р (ДВ+УНИ-1)	68	84
	0,1% масс. р-р (УНИ-1+ПАВ)	68	74
9,5	0,1% масс. р-р (ДВ+ГФ)	82	50
	Раствор KCl	58	75
	Раствор NaCl	75	83
17,5	Раствор CaCl <sub>2</sub>	58	92
	Раствор KCl	83	67
	Раствор NaCl	83	58
	Раствор CaCl <sub>2</sub>	67	92

На основании выполненных экспериментов выявлены следующие закономерности:

а) в породах, имеющих гидрофильную поверхность, интенсивнее происходит диспергирование несмачивающей фазы (нефти) на границе сужений и расширений, и ухудшаются условия для вытеснения нефти. Помимо усиления процесса диспергирования нефтяной фазы, с увеличением отличия размеров пор и сужений повышается перепад давления, необходимый для прохождения через цепочку пор изолированной глобулы нефти.

б) для пород с гидрофобной средой перепад давления можно уменьшить за счет снижения межфазного натяжения на границе «вода - нефть», то есть путем химического диспергирования нефти. На момент окончания эксперимента в гидрофобных моделях пористой среды число каналов, заполненных нефтью было в 1,3 раза меньше, чем в гидрофильных моделях.

**В третьей главе** представлены результаты взаимодействия ЖГС с твердой поверхностью каналов фильтрации и с пластовыми флюидами. Разработан метод оценки текущей нефтенасыщенности, изучены закономерности изменения коэффициентов относительной проницаемости по нефти и по воде терригенных и карбонатных горных пород.

На приборе Жигача-Ярова проводились исследования взаимодействия монтмориллонитовой глины при её контакте с минерализованными растворами:  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{KCl}$ . На основании полученных результатов был проведен расчет коэффициента набухания глины (таблица 3).

Таблица 3 - Коэффициенты набухания монтмориллонитовой глины

Минерализованные растворы	$\text{NaCl}$	$\text{KCl}$	$\text{CaCl}_2$	$\text{Na}_2\text{CO}_3$
Коэффициент набухания монтмориллонитовой глины	0,89	0,62	0,58	0,43

Примечание - коэффициент набухания глины при контакте с дистиллированной водой составил 1,83.

Проведенный анализ интенсивности взаимодействия монтмориллонитовой глины с солевыми растворами показал, что для глиносодержащих коллекторов в качестве ЖГС целесообразнее использовать растворы содержащие  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ .

Глушение скважин без предварительного подбора состава ЖГС с учетом состава пластовой воды может привести к выпадению осадка в пористой среде ПЗП. Вероятность осаждения солей достаточно велика, так как обычно в ПЗП

создаются условия для нарушения химического равновесия вследствие изменения термодинамических условий течения жидкостей и смешивания несовместимых вод.

В работе проведен расчет по прогнозированию выпадения твердых осадков для условий применения водных ЖГС. Расчеты возможности выпадения в осадок солей при закачке минерализованных растворов в пласты данных мегабассейнов дали следующие результаты:

1 Использование раствора  $\text{CaCl}_2$  в качестве ЖГС на месторождениях Волго-Уральского мегабассейна приводит к выпадению как карбонатных ( $\text{CaCO}_3$ ), так и сульфатных (гипс) солей.

2 На месторождениях Западно-Сибирского мегабассейна закачка раствора  $\text{CaCl}_2$  может осложняться выпадением соли карбоната кальция.

По результатам исследований процессов перераспределения водных и углеводородных фаз на моделях пористой среды были получены модели нефтенасыщенности пород ПЗП:

а) для гидрофильной поверхности смачиваемости:

$$S_n = 87 - 0,25 \cdot T_{\text{пр}} + 0,02 \cdot \mu_n - 0,032 \Delta \rho + 0,27 \cdot \sigma. \quad (2)$$

Коэффициент корреляции составил  $R^2 = 0,52$ ;

б) для гидрофобной поверхности смачиваемости:

$$S_n = 1,64 - 0,07 \cdot T_{\text{пр}} + 1,79 \cdot \mu_n + 0,04 \cdot \Delta \rho + 1,45 \cdot \sigma. \quad (3)$$

Коэффициент корреляции составил  $R^2 = 0,69$ ,

где  $S_n$  – текущая нефтенасыщенность, %;  $T_{\text{пр}}$  – время простоя скважины, ч;  $\mu_n$  – вязкость дегазированной нефти, мПа·с;  $\Delta \rho$  – разность плотностей между ЖГС и пластовой нефтью,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе «ЖГС-нефть», мН/м.

Полученные математические модели можно использовать для нефтяных месторождений со следующими параметрами: плотностью 780...940  $\text{кг/м}^3$  в пластовых условиях, вязкостью 2...18 мПа·с и при нефтенасыщенности пород ПЗП 85-95% перед проведением операций глушения скважин. Для месторождений нефтей с отличающимися от перечисленных физико-химических свойств идентичные модели нефтенасыщенности пород ПЗП можно получить после проведения аналогичных исследований.

Математические модели оценки нефтенасыщенности пород ПЗП позволяют осуществлять выбор плотности ЖГС, используя значения вязкости,

плотности нефти и значения поверхностного натяжения на границе раздела «раствор ЖГС - нефть» (рисунках 5 и 6).

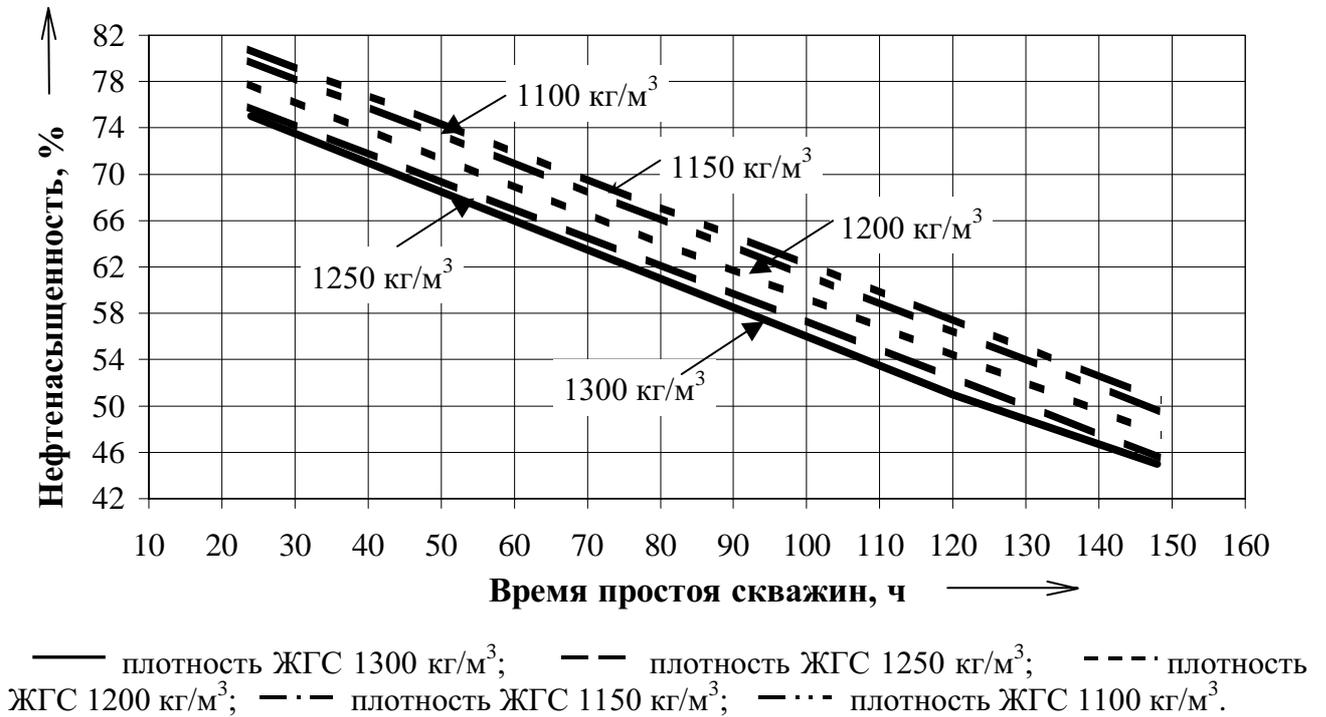


Рисунок 5 – Кривые нефтенасыщенности пород с гидрофобной природой смачиваемости

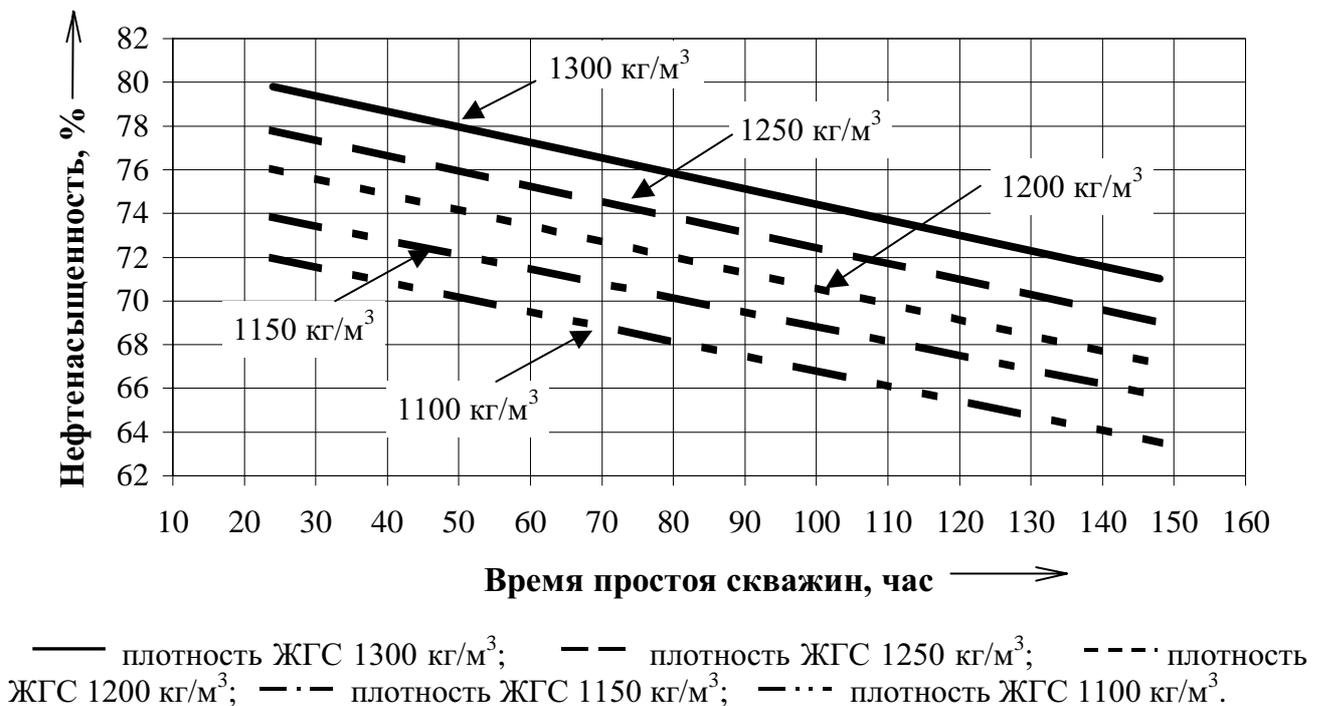


Рисунок 6 – Кривые нефтенасыщенности пород с гидрофильной природой смачиваемости

Из рисунков 5 и 6 видно, что на нефтенасыщенность пород при использовании идентичных по плотности ЖГС зависит от природы смачиваемости каналов фильтрации. Так, для сохранения нефтенасыщенности каналов фильтрации на уровне 75-80% при применении ЖГС плотностью 1100...1300 кг/м<sup>3</sup> на месторождениях с преимущественно гидрофобной поверхностью каналов время контакта горной породы с ЖГС должно быть в 1,5 раза меньше, чем для скважин, вскрывших пласт с гидрофильной средой.

Для анализа влияния кратности операций глушения скважин на ФЕХ пласта использовались данные лабораторных исследований фильтрации ЖГС в нефтенасыщенных терригенных и карбонатных породах. По мере увеличения кратности операций глушения существует тенденция увеличения начальной насыщенности по воде и снижения начальной насыщенности по нефти. Таким образом, снижение проницаемости как по нефти, так и воде, происходящее в ПЗП, является основной причиной уменьшения коэффициента продуктивности скважин. С использованием этих результатов были получены зависимости коэффициентов относительных проницаемостей моделей пласта по нефти и по воде от водонасыщенности и кратности циклов «глушения-освоения» соответственно для терригенных (4) и карбонатных (5) коллекторов:

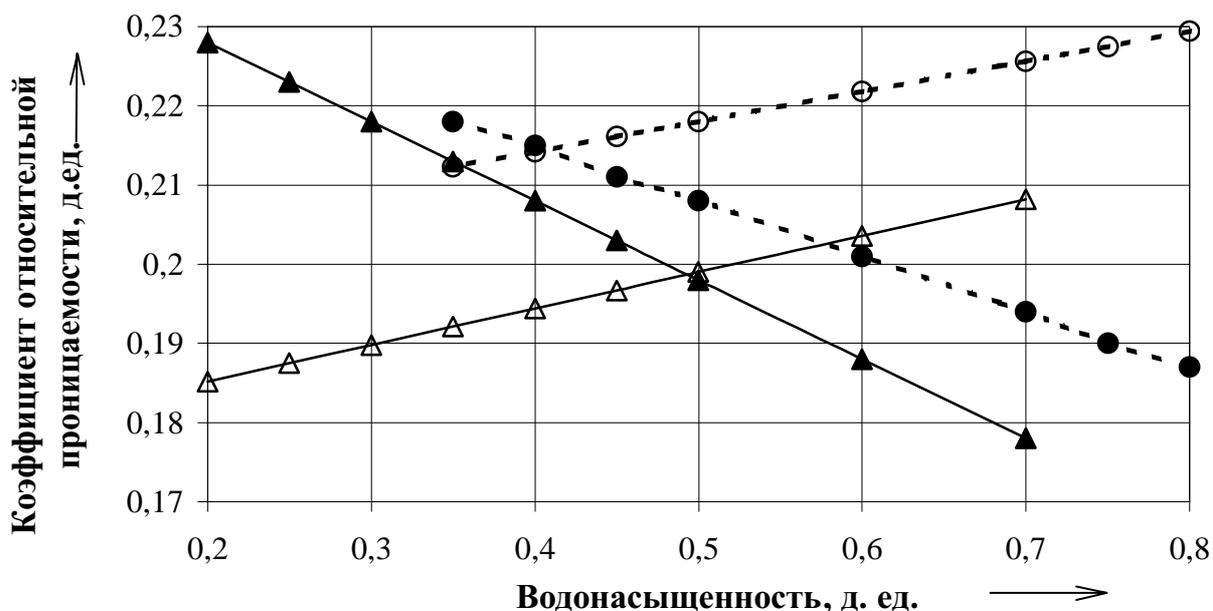
$$\left. \begin{aligned} K'_H &= 0,378 - 0,322 \cdot S_e - 0,006 \cdot N \\ K'_e &= 0,203 + 0,038 \cdot S_e - 0,004 \cdot N \end{aligned} \right\}, \quad (4)$$

$$\left. \begin{aligned} K'_H &= 0,356 - 0,356 \cdot S_e - 0,009 \cdot N \\ K'_e &= 0,181 + 0,046 \cdot S_e - 0,005 \cdot N \end{aligned} \right\}, \quad (5)$$

где  $S_v$  – водонасыщенность пласта;  $N$  – кратность циклов «глушения-освоения» скважины.

Коэффициенты корреляции уравнений составили  $R^2 = 0,66...0,93$ .

С учетом значений начальной и конечной водонасыщенности образцов терригенных и карбонатных пород были рассчитаны их относительные проницаемости по нефти и воде после первого цикла операций «глушения-освоения», которые показаны на рисунке 7.



- -  $K'_н = f(S)$  терригенного образца; ○ -  $K'_в = f(S)$  терригенного образца;
- ▲ -  $K'_н = f(S)$  карбонатного образца; △ -  $K'_в = f(S)$  карбонатного образца.

Рисунок 7 – Динамика коэффициентов относительной проницаемости по нефти и воде в зависимости от водонасыщенности после первого цикла операций «глушения-освоения»

Полученные результаты показывают, что уже после первого цикла «глушения-освоения» снижение проницаемости пород по нефти составляет 15...23%. Причем темп снижения проницаемости карбонатных коллекторов выше (в 1,5 раза), чем для терригенных коллекторов.

**В четвертой главе** представлены результаты определения продолжительности замещения скважинной жидкости на жидкость глушения скважин в стволе скважины при проведении операций глушения.

Проведение операций глушения скважин перед ремонтами в зависимости от глубины спуска насоса выполняется двумя способами:

- приемная часть скважинного насоса (хвостовик) находится выше интервалов перфорации пласта;
- приемная часть скважинного насоса (хвостовик) находится на уровне интервалов перфорации.

При первом способе операция глушения скважин обычно проводится в два этапа. В начале производится замена жидкости в стволе скважины на ЖГС в интервале «устье – приемная часть насоса». Затем скважина оставляется в покое для гравитационного замещения легкой скважинной (поднасосной) жидкости на ЖГС. Далее операция глушения повторяется, и происходит

заполнение всего ствола скважины ЖГС. Продолжительность каждого этапа глушения скважин определяется временем замещения в стволе несмешивающихся жидкостей с различными плотностями.

По второму способу расчетное количество ЖГС сразу же через межтрубное пространство закачивается в скважину. При проведении операций глушения скважин актуальным становится вопрос определения времени замещения одной жидкости на другую. К сожалению, практических рекомендаций по нахождению минимально необходимого времени ожидания замещения жидкостей на сегодняшний день не существует.

Нами проведены эксперименты, и получены данные о времени замещения скважиной жидкости на ЖГС в условиях ствола скважин. Эксперименты по определению времени ожидания замещения жидкостей проводились с соблюдением законов подобия. Они устанавливают определенные соотношения между геометрическими размерами, кинематическими и динамическими характеристиками потоков в модели и натуре скважины. Геометрическое подобие заключается в равенстве соотношений:

$$\frac{L_c}{L_m} = k, \quad (6)$$

$$\frac{F_c}{F_m} = \frac{V_c}{V_m} = k^2, \quad (7)$$

где  $L_c$  и  $L_m$  – глубина скважины и ее модели;  $F_c$  и  $F_m$  – площадь поперечного сечения скважины и ее модели;  $V_c$  и  $V_m$  – объем ствола скважины и ее модели;  $k$  – коэффициент пропорциональности.

Так как площадь поперечного сечения и объем ствола скважины определяют скорость замещения скважинной жидкости на ЖГС, то соблюдается и условие кинематического подобия. Динамическое подобие соответствующих потоков в скважине и в ее модели определялось действием гравитационной силы и поверхностного натяжения на границе раздела ЖГС и скважинной жидкости.

Отношения объема скважины от устья до приема насоса, заполненного ЖГС, к объему скважины от приемной части насоса до забоя, заполненного углеводородной фазой ( $V_1/V_2$ ), составили: 0,2; 0,25; 0,34; 0,5 и 1,0. На время гравитационного замещения скважиной жидкости на ЖГС оказывает влияние угол отклонения ствола скважины от вертикали. Были проведены опыты с различными углами отклонения ствола модели скважины от вертикали: 0, 10,

20, 30 и 40<sup>0</sup>. Таким образом, с соблюдением законов подобия результаты экспериментов приводились к реальным условиям в пересчете на 100 метров длины ствола скважины.

На основании проведенных экспериментов и полученных результатов был разработан и внедрен в АНК «Башнефть» (приказ №131 от 04.04.2002 г.) стандарт предприятия (СТП 03-158-2002) «Определение продолжительности операций глушения скважин перед подземным ремонтом».

### **Выводы и рекомендации**

1 Проведено обобщение результатов исследований и практики проведения операций глушения при вскрытии пластов и перед ремонтами скважин. По результатам оценки влияния фильтратов ЖГС на коллекторские свойства пород ПЗП классифицированы известные составы ЖГС и уточнены области их применения.

2 Установлено, что для обеспечения сохранности коллекторских свойств пород ПЗП в условиях нефтяных пластов с преимущественно гидрофобной поверхностью каналов фильтрации допустимое время контакта фильтратов водных ЖГС с пластом должно быть в 1,5 раза меньше, чем в аналогичных условиях для пластов с гидрофильной поверхностью фильтрации.

3 Разработан метод оценки текущей нефтенасыщенности пород ПЗП в процессе проведения ремонтных работ в скважинах, который позволяет осуществить выбор ЖГС для геолого-физических условий конкретного объекта разработки.

4 Разработан и внедрен стандарт предприятия «Определение продолжительности операций глушения скважин перед подземными ремонтами» (СТП 03-158-2002 АНК «Башнефть»), который позволяет определять требуемое время на проведение операций глушения скважин.

### **Основные положения диссертации опубликованы с следующих печатных работах:**

1 Тасмуханова Г.Е. Анализ влияния операций глушения пластов на добычу нефти в АНК «БАШНЕФТЬ» // Тез. докл. 50-й научно-техн. конф. студ., аспирантов и молодых ученых / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т.-Уфа, 1999.- С. 73.

2 Тасмуханова Г.Е. Результаты испытаний новой жидкости глушения скважин на основе «Белой сажи» // Тез. докл. 51-й научно-техн. конф. студ., аспирантов и молодых ученых / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. - Уфа, 2000.- С. 81.

3 Тасмуханова Г.Е., Зейгман Ю.В. Методика проведения лабораторных исследований по выбору составов жидкостей для глушения скважин // Тез. докл. 51-й научно-техн. конф. студ., аспирантов и молодых ученых / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. - Уфа, 2000.- С. 82.

4 Тасмуханова Г.Е. Выбор технологии глушения скважин Волковского нефтяного месторождения // Тез. докл. 52-й научно-техн. конф. студ., аспирантов и молодых ученых / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. - Уфа, 2001.- С. 79.

5 Тасмуханова Г.Е. Результаты исследования вытеснения жидкостей в каналах фильтрации // Тез. докл. 52-й научно-техн. конф. студ., аспирантов и молодых ученых / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. - Уфа, 2001.- С. 80.

6 Тасмуханова Г.Е. Определение продолжительности операций глушения скважин // Тез. докл. 52-й научно-техн. конф. студ., аспирантов и молодых ученых / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. - Уфа, 2001.- С. 81.

7 Тасмуханова Г.Е., Зейгман Ю.В. Определение продолжительности замещения жидкостей с различной плотностью в стволе скважин // Актуальные проблемы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: Тез. докл. междунар. научно-практ. конф. посвящ. 45-летию Октябрьского филиала УГНТУ / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. Октябрьский филиал. - Уфа, 2001. - С. 26.

8 Тасмуханова Г.Е. Изучение процессов капиллярной пропитки нефтенасыщенных моделей пласта водой в статических условиях // Актуальные проблемы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: Тез. докл. междунар. научно-практ. конф. посвящ. 45-летию Октябрьского филиала УГНТУ / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. Октябрьский филиал. - Уфа, 2001. - С. 35.

9 Тасмуханова Г.Е. Исследования динамики замещения нефти жидкостью глушения скважин в каналах фильтрации // Нефть и газ – 2001: Проблемы добычи, транспорта и переработки: Межвузов. сб. науч. трудов. – Уфа: УГНТУ, 2001. – С. 172-179.

10 Зейгман Ю.В., Тасмуханова Г.Е. Особенности проведения операций глушения скважин с применением минерализованных вод // Научно-технический журнал «Интервал». – Самара. – 2001. - № 4 (27). - С. 26-29.

11 Тасмуханова Г.Е., Зейгман Ю.В. Динамика насыщенности каналов фильтрации по нефти и воде при моделировании операций глушения скважин // Научно-технический журнал «Интервал». – Самара. – 2002. - № 5 (40). - С. 23-29.