

**Министерство Высшего и Среднего Специального  
Образования Республики Узбекистан**

**Каршинский Инженерно-Экономический Институт  
Факультет Нефти и газа**

На правах рукописи  
УДК 622.276

**Направление: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений**

Диссертационная работа  
**ЮЛДАШЕВА МАРДОНА ШОКИР УГЛИ**

На соискание академической степени магистра

**На тему: «Оценка эффективности методов воздействия на  
призабойную зону скважин (на примере нефтяных  
месторождений ООО «Шуртаннефтьгаз»)»**

Специальность: 5А311901 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений »

Научный руководитель  
Зав. кафедры. РЭНГМ



д.т.н., проф. А.Х. Агзамов  
к.т.н., доц. Н.Х. Эрматов

**Карши-2018**

## Оглавление

<b>Введение</b> .....	
<b>Глава 1. Причины и методы оценки степени снижения притока нефти</b> .....	
1.1. Причины снижения притока нефти.....	
1.2. Анализ влияния различных факторов на продуктивные характеристики скважин.....	
1.3. Метод оценки состояния призабойной зоны скважин.....	
1.4. Анализ состояния призабойных зон скважин месторождения Шакарбулок.....	
1.5. Выводы по первой главе.....	
<b>Глава 2. Методы воздействия на призабойную зону скважин</b> .....	
2.1. химические методы воздействия на призабойную скважин.....	
2.2. Физические методы воздействия на призабойную зону скважин...	
2.3. Тепловые методы воздействия на призабойную зону скважин.....	
2.4. Механические методы воздействия на призабойную зону скважин.....	
2.5. Выводы по второй главе.....	
<b>Глава 3. Оценки технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий</b> .....	
3.1. Геолого-физические условия и текущее состояние разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.....	
3.2. Критический анализ применяемых методов оценки технологической эффективности геолого-технических мероприятий.....	
3.3. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий проводимых на месторождениях ООО «Шуртаннефтьгаз».....	
3.4. Выводы по третьей главе.....	
<b>Заключение</b> .....	
<b>Литература</b> .....	

## Введение

**Обоснование темы диссертации и актуальности работы.** Теория и практика эксплуатации нефтяных скважин свидетельствует о неуклонном ухудшении во времени показателей добычи пластовых флюидов (дебитов, коэффициента продуктивности, обводненности) и фильтрационно-емкостных свойств призабойной юны пласта (проницаемости, пористости), что связано с множеством факторов природного и техногенного характера.

Повышение эффективности извлечения углеводородов из недр . зависит от технологических процессов, протекающих в (ПЗП) с момента вскрытия пласта бурением и до завершения разработки месторождения. Призабойная зона это область сопряжения пласта и скважины. Ее фильтрационные характеристики (гидропроводность, пьезопроводность) обусловлены как природными свойствами (параметрами) коллектора, так и техногенными процессами. Поэтому как при вскрытии продуктивного пласта, так и на всех стадиях разработки месторождения необходимо сохранять, восстанавливать или повышать естественную проницаемость ПЗП.

В связи с этим анализ результатов методов воздействия на ПЗП в различных геолого-физических условиях эксплуатации скважин является одной из актуальных задач теории и практики разработки нефтяных месторождений.

**Объект и предмет исследования.** объект исследования – нефтедобывающие скважины нефтяных и нефтегазовых месторождений ООО «Шуртаннефтьгаз», предмет исследования – эффективность методов воздействия на призабойную зону скважин.

**Цель исследования.** Установления технологической и экономической эффективности применяемых методов воздействия на призабойную зону скважин.

### **Задачи исследования.**

1. Анализ причин снижения продуктивности скважин.
2. Анализ методов воздействия на ПЗП и геолого-физических условий их эффективного применения.
3. Установление экономической и технологической эффективности методов воздействия на ПЗП на нефтяных объектах ООО «Шуртаннефтьгаз».

### **Гипотеза исследования.**

Для каждого геолого-физического и технологии эксплуатации скважин существуют определенные наиболее эффективные методы воздействия на ПЗП.

**Состояние изученности проблемы.** Изучению причин снижения продуктивности скважин и эффективности методов воздействия на ПЗП посвящено большое количество теоретических, промысловых и экспериментальных исследований.

В работах Ф.С.Абдулина, В.И.Азаматова, В.С.Александрова, Н.З.Ахметова, В.С.Бойко, А.А.Буряковского, Ш.К.Гиматудинова, Ю.И.Горбачева, Н.Г.Зайнуллина, М.В.Зайцева, Н.П.Запывалова, Г.А.Зотова, Н.Г.Ибрагимова Л.Х.Ибрагимова, М.М.Ивановой, Л.В.Казаковой, О.Ю.Кашникова, Ю.А.Кашникова, Ф.И.Котяхова, В.Д.Лысенко, Р.У.Маганова, И.Т.Мищенко, Р.Х.Муслимова, Л.Г.Наказной, В.Ф.Перепеличенко, И.П.Попова, М.М.Салихова, Р.С.Сахибгареева, Н.Д.Сергеева С.В.Смирнова, М.Л.Сургучева, М.З.Тазиева, Т.Л.тамамянца, Ф.И.Тетерина, В.А.Ткачева, В.Ф.Ученко, Р.Х.Халимова, Г.А.Чазова, А.И.Четыркина, В.А.Шашеля и многих других освещены вопросы влияния природных и техногенных факторов на продуктивные характеристики скважин и анализа эффективности методов воздействия на ПЗП.

Исследованиями данной задачи применительно к горно-геологическим условиям многопластовых месторождений Узбекистана занимались А.Х.Агзамов, П.К.Азимов, С.Н. Назаров, Э.К. Ирматов, Б.Х. Хужаеров, У..С.

Назаров, А.А.Агзамов, А.А. Закиров, Г.А. Алимджанов, Б.Ш. Акрамов, Р.К. Сидикходжаев, Н.Н.Махмудов и др.

К настоящему времени установлено, что в связи многообразием геолого-физических и технологических условий эффективность методов воздействия на ПЗП существенно различаются. При этом до настоящего времени эффективность методов действия на ПЗП для геолого-физических условий объектов разработки ООО «Шуртаннефтваз» недостаточно изучено.

Геологическое строение большинства месторождений углеводородов этого региона очень сходно. Обычно это антиклинальные или брахиаптиклипальные складки в некоторых случаях разбитые тектоническими нарушениями. Основные эксплуатационные объекты приурочены к верхнеюрским карбонатным отложениям горизонтов XV-Р и XV-ПР. являющихся регионально продуктивной толщей в пределах Бухаро- Хивинской нефтегазоносной области. Обычно это разной степени плотности известняки, большей частью доломитизированные, глинистые. В некоторых случаях залежи углеводородов содержатся также и в отложениях горизонтов XV-а и XVI.

Гидрогеологическая система этих объектов чаще всего характеризуется как застойная. Начальные пластовые давления обычно превышают гидростатические; средние значения пластовых температур колеблются в пределах 120-130 °С.

#### **Методы исследований.**

- изучения и критический анализ результатов исследований по теме;
- систематизация и анализ геолого-промысловой информации;
- использование приемов математической статистики при обработке промысловых материалов;
- проведение аналитических исследований и сопоставлений их результатов с промысловыми данными.

#### **Теоретическое и практическое значения результатов исследования.**

1. Устанавливать пределы изменения скин-фактора и степени снижения дебита скважин.

2. Обосновать технологический и экономический эффект от применения методов воздействия на ПЗП.

3. Результаты исследований могут быть использованы на нефтяных и нефтегазовых месторождениях ООО «Шуртаннефтьгаз» и аналогичных объектах других нефтегазоносных регионах при обосновании методов и эффективности геолого-технических мероприятий методов воздействия на ПЗП.

#### **Научная новизна исследований.**

1. Установлено, что в зависимости от геолого-физических и технологических условий, даже на скважинах одного объекта величины коэффициентов продуктивности, пьезопроводности, гидропроводности и скин-фактора изменяются достаточно в больших пределах.

2. Установлено, что за период 2010-2014 гг. Успешность проводимых геолого-технических мероприятий по воздействию на ПЗП на объектах ООО «Шуртаннефтьгаз» значительно возросла от 50-60 % до 80-90 %.

3. Установлено, что в связи с ростом истощенности извлекаемых запасов и обводненности продукции скважин средняя прирост нефти на одну скважино-операцию снижаются, а затраты возрастают.

**Структура и объем диссертации.** Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы из 25 источников, Основные содержание диссертационной работы изложено на страницах машинописного текста, включает таблиц и рисунков.

**Опубликованность результатов.** Результаты магистерской диссертационной работы изложены публикациях.

Автор выражает свою искреннюю благодарность руководителю-кандидату технических наук А.Х.Агзамову за научно-методологическую и практическую помощь, оказанную в процессе работы над диссертацией, а также преподавательскому составу кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» за советы и поддержку.

## **Глава 1. Причин и методы оценки степени снижения притока нефти.**

Призабойная зона скважин (ПЗП) - наиболее уязвимое место системы пласта - скважина. Поэтому от ее проводимости значительной мере зависит дебит скважин. Это зона подвергается интенсивному воздействию буровым и цементным растворами, которые в ряде случаев значительно ухудшают фильтрационные свойства пород. Дебиты скважин со временем могут падать в связи с отложением в поровых каналах призабойной зоны парафина, смолистых веществ и минеральных солей. В зависимости от причин низких фильтрационных свойств пород этой зоны предложены различные методы воздействия на них с целью повышения дебитов скважин.

Сущность большинства этих методов одинакова как для нефтяных, так и газовых залежей. Различия могут быть лишь в некоторых деталях технологии осуществления процессов воздействия, вытекающих из специфики строения и свойств пластов газовых и газоконденсатных месторождений и различия условий в скважинах нефтяных и газовых залежей. В основе всех методов воздействия на призабойную зону скважин лежит принцип искусственного увеличения проводимости пород, осуществляемый химическими, механическими или тепловыми средствами.

### **1.1. Причины снижения притока нефти.**

Скважина является основным сооружением гидродинамической связи, доступным для исследования характеристик флюидов, параметров пласта, и служит для извлечения нефти из недр на дневную поверхность.

При плоскорадиальной фильтрации жидкости в продуктивном пласте по мере приближения к скважине поверхность фильтрации уменьшается, а

Скорость возрастает, вследствие чего увеличивается фильтрационное сопротивление. Фильтрационное сопротивление, существенно снижающее приток, обуславливается несовершенством скважин по характеру и степени вскрытия пласта. Известно, что скважина гидродинамически совершенна, если вскрыт пласт полностью и ствол скважины обнажен для

притока жидкости по всей его поверхности рис (1.1). В нефтепромысловой практике это достигается редко, в основном, в плотных трещинно-карбонатных коллекторах. Как правило, продуктивный пласт перекрывают фильтром или эксплуатационной колонной с последующей перфорацией. В гидродинамических несовершенных скважинах создаются дополнительные фильтрационные сопротивления. Дебиты скважин в этом случае зависят еще и от способа создания перфорационных каналов [1,16,19].

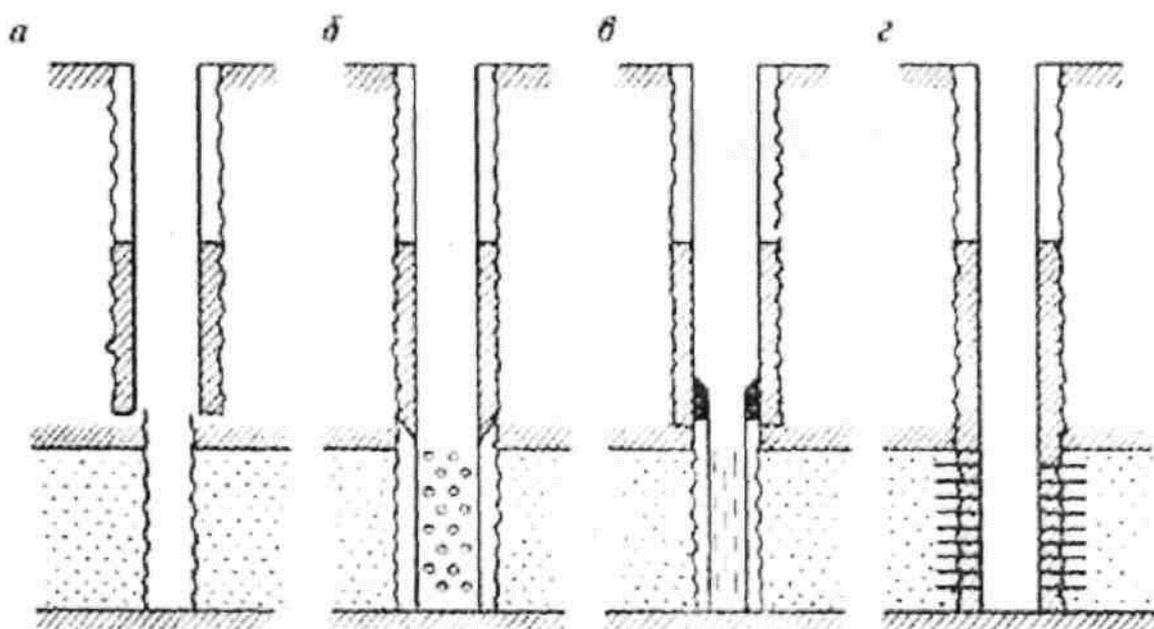
В течение всего времени разработки месторождения с момента ввода в эксплуатацию скважин и до стадии истощения возможно нарушение по тем или иным причинам гидродинамической связи пласта со скважиной, что уменьшает не только продуктивность, но и нефте отдачу пласта [19,22].

В процессе строительства и эксплуатации скважин в нефтяном пласте, прилегающем непосредственно к скважине, формируется призабойная зона пласта (ПЗП) с измененными (ухудшенными) фильтрационными свойствами. В этой зоне теряется значительная часть энергии фильтрующихся флюидов. К сожалению, избежать ухудшения фильтрационно-емкостных характеристик ПЗП в процессе вскрытия залежи широко распространенными методами бурения при компрессионной системе гидродинамического давления промывочная жидкость - продуктивный пласт невозможно. Фильтрация промывочной жидкости в пласт сопровождается физико-химическими и термохимическими процессами. Фильтраты промывочных растворов вытесняют нефть и газ, первоначально находившиеся в около скважинной области. При внедрении фильтрата промывочной жидкости уменьшается действие поверхностных сил, что способствует перемещению частиц твердой фазы. При высоких скоростях проникновения фильтрата в пласт градиенты значительны и интенсивность поступления мельчайших частиц в поры возрастает. Взаимодействуя друг с другом и со скелетом породы, частицы могут застревать в местах сужения и пережимов пор. Ухудшение проницаемости пород во время бурения может привести к полной изоляции скважины от пласта. Поэтому нередки случаи, когда приток

нефти отсутствует даже в коллекторах с достаточно хорошими фильтрационными свойствами [19].

На этапе вскрытия пласта перфорацией его фильтрационные свойства в области, прилегающей к перфорационному каналу, также изменяются, особенно если вскрытие производят при репрессии на пласт. Закупорка капиллярных каналов, составляющих перовое пространство пласта, наиболее интенсивна, если порода гидрофобна, а радиус глобул воды превышает радиус капилляра (эффект Жаменя).

При освоении скважин в процессе вызова притока развивается процесс вытеснения нефтью фильтрата из ПЗП. В низко проницаемых коллекторах



*Рисунок. 1.1. Типовые конструкции забоя скважин:*

*а - открытый забой; б - забой, перекрытый хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском; в - забой с фильтром; г - перфорированный забой.*

Вытеснение фильтрата и прорыв нефти происходит по наиболее крупным порам, при этом часть фильтрата блокируется в других зонах его проникновения. В высокопроницаемых коллекторах часть крупных каналов и пор могут блокироваться еще на стадии бурения и перфорации. При

обратном вытеснении нефть притекает в скважину по мелким и средним порам, а более крупные поры остаются заблокированными фильтратом.

При эксплуатации скважин начинают действовать факторы, ухудшающие фильтрационные характеристики ПЗП, Их можно разделить на три категории: гидромеханические, термохимические (структурно-реологические) и биологические [1].

К первой категории относятся механизмы взаимодействия нефти с пластовой водой. При эксплуатации в добывающую скважину притекает пластовая вода, из которой в депрессионной зоне может выделяться часть растворенных солей. Эти соли отлагаются в порах, уменьшая их проходимость.

Диспергированные глинистые частицы привносятся в ПЗП флюидом по поровым каналам и по мере приближения к скважине их концентрация в жидкости возрастает. При превышении граничной концентрации глинистых частиц жидкость приобретает структуру коллоидно-дисперсных систем (КДС), состоящих из дисперсной среды (жидкости) и дисперсной фазы (коллоидных частиц). Образующиеся КДС обладают свойствами неньютоновских жидкостей со структурной вязкостью, которая в несколько раз превышает первоначальную вязкость дисперсной среды. Как правило, структурированная КДС образуется в зонах пониженной проницаемости, создавая дополнительные барьеры притоку флюидов в скважину. В ПЗП могут возникать участки с частично или полностью прекратившейся фильтрацией.

Термохимические механизмы ухудшения фильтрационных характеристик ПЗП обусловлены физико-химическими свойствами нефти, пластовых вод, пород коллектора и граничных слоев. Они зависят как от геологических факторов, так и от чисто техногенных: изменения температуры и давления в пласте, химической активности растворов вытеснения и т.д.

Углеводороды состоят из фракций с различным молекулярно-массовым распределением, при котором молекулярная масса полимеров может достигать  $5 \cdot 10^4$  и более. При уменьшении температуры наблюдается ряд фазовых переходов углеводородов, соответствующих конденсации отдельных фракций. Парафин и другие высокомолекулярные фракции конденсируются в виде игольчатых тел, напоминающих кристаллы, что приводит к образованию сетчатой структуры и изменению реологического поведения нефти, связанного с резким ростом вязкости. Свойства нефти начинают соответствовать реологической модели с большим временем сдвиговой релаксации. Течения таких сред не наблюдается, если создаваемые напряжения не превышают предельного напряжения сдвига. В случае, когда градиент пластовых давлений становится недостаточным для вытеснения нефти, поступление углеводородов из пласта в скважину прекращается.

Биологические механизмы ухудшения условий фильтрации нефти обусловлены развитием микрофлоры, питающейся нефтью, что приводит к сужению каналов. Видоизменение бактерий сырых нефтей успешно используется геохимиками для изучения происхождения нефти, ее перемещения и накопления.

Анализ причин и факторов, влияющих на полноту извлечения нефти из недр, позволил установить, что их основу составляют техногенные процессы. Поэтому выбор технологий с учетом конкретных геологических условий и физико-механических параметров пласта и пластовых флюидов, взаимодействия этих характеристик и техногенных процессов приобретает все большую актуальность при решении задачи повышения эффективности и полноты извлечения углеводородов из недр.

## **1.2. Анализ влияния различных факторов на продуктивные характеристики скважин.**

Для анализа влияния различных факторов на продуктивные характеристики скважин рассмотрим результаты промысловых, лабораторных и экспериментальных исследований, проведенных на нефтяных и газонефтяных месторождениях Узбекистана.

Изучению этого вопроса на материалах месторождений Узбекистана посвящены работы У.Абдазимова, П.К.Азимова, А.А.Закирова, Э.Х.Ирматова, В.А.Кудрякова, Х.А.Ташходжаева, Б.Х.Хужаерова др. [19-25].

Продуктивные пласты исследованных месторождений залегают на глубинах от 1350 до 5247 м, начальное пластовое давление изменяется от 17.25 до 54,12 МПа, температура пласта составляет от 25 до 170°С, эффективная толщина пласта варьирует от 6.1 до 160 м.

Коллекторами являются пористые, трещиновато-пористые, порово-трещинные, кавернозно-трещинные известняки и доломиты; мелко-, средне- и крупнозернистые песчаники, глинистые песчаники и алевролиты. Коэффициент открытой пористости коллекторов изменяется от 0.015 до 0.215. проницаемость от 0.00032 до 2 мкм<sup>2</sup>.

Состав и свойства пластовой нефти изменяются в следующих пределах: плотность 800-922 кг/м<sup>3</sup> ; газо насыщенность - 45-300 м /т; давление насыщения нефти газом 9.8-29.5 МПа; вязкость - 0.4-22.5 мПас; содержание парафина 2.9-6.0 %. содержание асфальтенов- 0.23-9.0% и смол - 4.4-17.9 %.

Как видно из приведенных данных, исследованиями по оценке влияния природных и техногенных факторов на продуктивность скважин охвачены месторождения с различными горно-геологическими условиями и широким пределом изменения коллекторских свойств пласта и пластовой нефти.

Проведенными исследованиями установлено. что причинами снижения продуктивности скважин в процессе их эксплуатации являются [19, 21, 22, 23, 24 ].

- снижение проницаемости и пористости вследствие деформации коллектора по мере падения пластового давления и при больших депрессиях на пласт;

- уменьшение фазовой проницаемости для нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом;

- выпадение и накопление асфальто смолопарафинистых частиц в призабойной зоне пласта;

- ухудшение фильтрационной характеристики за счет разбухания глинистого материала коллектора;

- разрушение коллектора с интенсивным выносом частиц.

Наиболее весомой причиной снижения продуктивности скважин в процессе эксплуатации является деформация коллектора.

По мнению авторов исследований, причинами обратимой и необратимой (пластической) деформации коллекторов в процессе разработки месторождений являются снижение пластового давления или же большие депрессии на пласт при эксплуатации скважин. Можно полагать, что обе эти причины характерны для месторождений, разрабатываемых на естественном режиме работы пласта, а вторая причина также и для объектов, разрабатываемых с поддержанием пластового давления на уровне или близком к первоначальному.

Основные выводы исследований по оценке влияния деформации коллектора на продуктивные характеристики скважин в процессе эксплуатации сводятся к следующему:

- при снижении пластового давления на 6-7 МПа происходит уплотнение терригенных пород;

- снижение пористости и проницаемости терригенных пород вследствие падения пластового давления составляет соответственно 10-16% (до 20%) и 20-45 % (до 60 %):

- после снижения пластового давления на 6-7 МПа и последующего восстановления до первоначального естественная проницаемость восстанавливается на 70-90 %;

- давление начала необратимых деформаций для песчаников и алевролитов в среднем равно 4-5 МПа:

- снижение проницаемости в призабойной зоне пласта происходит более высокими темпами, чем в удаленной части;

- смыкание трещин проявляется в основном в карбонатных коллекторах при больших депрессиях на пласт (более 10 МПа);

- время смыкания трещин колеблется от 3-5 час до 3-10 суток;

- потери дебита скважин за счет смыкания трещин могут превышать 60 %;

- сжимаемость трещин в зависимости от типа коллектора изменяется в пределах от  $1.6 \cdot 10^{-3}$  до  $6 \cdot 10^{-3}$  кг/см<sup>3</sup>.

Следующей по весомости причиной, влияющей на продуктивные характеристики скважины в процессе ее эксплуатации, является величина забойного давления.

Как известно, снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом приводит к выделению свободного газа в пласте и призабойной зоне скважин, увеличению вязкости и плотности нефти.

В результате этого снижается фазовая проницаемость для нефти, что приводит к снижению продуктивности скважин. Исследованиями установлено, что снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом на 30 - 70 % увеличивает коэффициент газонасыщенности на 0.54-0.80 и резко снижает относительную фазовую проницаемость для нефти. В некоторых случаях разгазирование нефти интенсифицирует увеличение обводненности продукции скважин.

На практике величину забойного давления скважин при которой не происходит процесс разгазирования нефти, устанавливают по участкам индикаторных кривых до начала их искривления.

Остальные три причины снижения продуктивности скважин в процессе эксплуатации имеют примерно одинаковую весомость; выпадения и накопления асфальтосмолопарафинистых частиц в призабойной зоне пласта; разбухания глинистого материала коллектора; разрушения коллектора с интенсивным выносом частиц породы. Эти причины характерны лишь для специфических объектов.

Выпадение и накопление асфальтосмолопарафинистых частиц в призабойной зоне пласта отмечено только в тех случаях, когда содержание их в нефти превышает 10 %. На практике для предотвращения этого негативного явления термобарические условия в призабойной зоне поддерживают выше области начала выпадения асфальтосмолопарафинистых частиц.

Снижение продуктивности скважин за счет разбухания отмечено в пластах, где содержание глинистого материала составляет более 6 %. Установлено, что при глинистости коллектора 6-8 %, при контакте его с пресной водой за счет разбухания глин начальная проницаемость может снизиться до 2,5-2,7 раз.

Разрушение коллектора с интенсивным выносом частиц в основном отмечается при разработке продуктивных пластов сложенных неуплотненными и слабосцементированными песчаниками и алевролитами. Эксплуатация скважин в таких условиях осуществляется путем установления оптимальной депрессии на пласт, при которой не происходит разрушение коллектора.

Таким образом, в результате анализа исследований по оценке влияния природных и техногенных факторов на продуктивность скважин в процессе эксплуатации можно заключить, что основными причинами снижения продуктивности является деформация коллектора и снижение фазовой проницаемости для нефти. Остальные причины также оказывают соответствующее влияние на величину продуктивности скважин, но только при определенных горно-геологических условиях.

### 1.3. Метод оценки состояния призабойной зоны скважины.

При плоскорадиальном движении жидкости в пласте по мере приближения к забою скважины площадь фильтрации уменьшается, а скорость увеличивается, что приводит к росту фильтрационного сопротивления. Наиболее существенную роль в увеличении фильтрационного сопротивления играют загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе бурения и вскрытия продуктивной толщи при строительстве скважин.

Восстановление или повышение производительности скважин тесно связано с оценкой состояния ПЗП, что в свою очередь определяет своевременный выбор мероприятий по ее восстановлению.

Наиболее информативным параметром, включающим в себя весь комплекс физических свойств коллектора и влияющим на проницаемость ПЗП, является показатель скин-фактора. Показатель скин-фактора характеризует дополнительные потери давления и служит мерой связи скважины с пластом.

Наиболее распространенным методом определения показателя скин-фактора является обработка данных гидродинамических исследований скважины при неустановившихся режимах фильтрации.

В результате обработки материалов гидродинамических исследований методом неустановившихся отборов можно получить информацию о ПЗП и установить значение гидропроводности, проницаемости, пьезопроводности пласта в удаленной от забоя зоне, показателя скин-фактора, приведенного радиуса скважины и потенциальной продуктивности.

Обработка материалов гидродинамических исследований осуществлена по принятой методике [19,22]. Сущность практического применения этой методики исследования сводится к прослеживанию скорости восстановления забойного давления  $P_{zt}$  во времени после остановки скважины. Затем строится зависимость являющаяся основой для определения важнейших

параметров, характеризующих ПЗП и удаленную от забоя зону продуктивного пласта.

**Расчет параметров осуществляется в следующей последовательности:**

**1. На кривой  $P_{3t} = g(l_{gt})$ , находят прямолинейный участок.** На этом участке касательно к кривой проводят прямую линию, отсекающую на оси ординат отрезок «а» под некоторым углом « $\delta$ ». Величину отрезка «а» устанавливают измерением на оси ординат, а значение углового коэффициента « $\delta$ » рассчитывают по результатам измерения давления на забое

$$\delta = \frac{P_{3t2} - P_{3t1}}{ltg_2 - ltg_1} \quad 1.1.$$

где  $P_{3t2}$  и  $P_{3t1}$  забойное давление, соответствующее времени восстановления  $t1$  и  $t2$ .

**2. Определяют коэффициент проницаемости пласта в радиусе контура питания**

$$K = 0.183 \frac{Q \cdot \mu \cdot v_n}{\delta \cdot h} \quad 1.2.$$

где  $Q$  - дебит скважины до остановки;  $I$  - динамическая вязкость нефти;  $v_n$  - объемный коэффициент нефти;  $h$  - эффективная толщина пласта, скрытая скважинной;  $\delta$  - рассчитанное по формуле (1.1) значение углового коэффициента.

**3. Определяют гидропроводность пласта**

$$\frac{K_h}{\mu} = \frac{2,12 \cdot v \cdot Q}{\delta \cdot \rho} \quad 1.3.$$

где  $\rho$  - плотность нефти в поверхностных условиях.

**4. Определяют коэффициент пьезопроводности**

$$\kappa = \frac{R}{\mu \cdot (m \cdot \beta_n + \beta_p)}, \quad 1.4.$$

где  $m$  - коэффициент пористости;  $\beta_n$  и  $\beta_p$  - соответственно коэффициенты объемной упругости пластовой нефти и продуктивного пласта (коллектора).

**5. Определяют приведенный радиус скважины**

$$r_{np} = \sqrt{\frac{2,25}{10^{a/b}}} \quad 1.5.$$

**6. Определяют показатель скин - фактора**

$$r_{np} = r_{ск} \cdot e^{-s} \quad 1.6.$$

где  $r_{np}$  - радиус скважины на забое (по долоту).

**7. Определяют коэффициент продуктивности**

$$K = \frac{0,236 \cdot \rho \left( \frac{\kappa \cdot h}{\mu} \right)}{6(lg R_k - lg r_{np})}. \quad 1.7.$$

где  $R_k$  – радиус контура питания.

**8. Определяют коэффициент гидродинамического несовершенства скважины**

$$\varphi = \frac{lg(R_k/r_{ск})}{lg(R_k/r_{np})} \quad 1.8.$$

Анализ результатов определения показателя скин-фактора показывает, что его величина может изменяться в широких пределах в зависимости от геолого-физических условий месторождений и условий эксплуатации скважин. Наиболее полный анализ изменения показателя скин-фактора для добывающих скважин Пермской области, проведенный А.И. Четыркиным, выявил, что этот показатель может принимать значения от - 6 до +20 в зависимости от конкретных условий [19,21]. Принимая во внимание, что эти исследования проводились на достаточно высокодебитных скважинах (более 150 т/сут), актуальность изучения данного вопроса для относительно малодебитных скважин, месторождений Западного Узбекистана еще более возрастает.

#### **1.4. Анализ состояния призабойных зон скважин месторождения Шакарбулок.**

В таблице 2.1 приведены исходные данные, использованные при обработке материалов гидродинамических исследований скважин месторождения Шакарбулок. Необходимо отметить, что выбор скважин для изучения этого вопроса осуществлялся без каких-либо определенных критериев, а по наличию имеющихся материалов гидродинамических исследований отвечающих общепринятым требованиям их проведения. При этом, необходимо сказать о том, что доброкачественные гидродинамические исследования скважин проводились в основном в процессе их испытания, в процессе же их эксплуатации они проводились очень редко и в подавляющем большинстве случаев заканчивались до восстановления забойного давления. Вследствие этого результаты исследований оказались не пригодными для обработки.

Как видно из таблицы 1.1 параметры продуктивных пластов, свойства нефти, забойные давления в объектах исследования колеблются в очень широких пределах в зависимости от горно-геологических условий и условий эксплуатации скважин.

*Пределы изменения исходных данных, использованных при обработке материалов гидродинамических исследований скважин.*

*Таблица 1.1.*

Показатели	Месторождения
Количество исследованных скважин	
Количество исследованных интервалов	
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта по ГИС, м	
Вскрытая толщина пласта, м	
Пластовая температура, °С	
Давление насыщения нефти газом, МПа	
Коэффициент пористости	
Объемный коэффициент нефти	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	
Вязкость пластовой нефти мПа с	
Забойное давление до остановки, МПа	
Установившееся забойное давление, МПа	

Например, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 14 до 29.4 м, вскрытая толщина пласта от 5.6 до 9.2. Давление насыщения нефти газом 24.7 МПа, коэффициент пористости от 0.93 до 0,110, плотность пластовой нефти  $0.624 \text{ т/м}^3$ , динамическая вязкость 0.42 мПас. Дебиты скважин от 32.0 до 95.0 м<sup>3</sup>/сут. Из вышеприведенных параметров вытекает, что исследованиями охвачен практически весь разрез продуктивной толщи верхнеюрских карбонатных отложений. Западного Узбекистана (горизонты XV-ПР. XV-Р. XV. XV а. ДЭРФ).

На рисунке 1.2. приведены кривые восстановления забойного давления для скважин месторождения Шакарбулак.

Результаты расчетов коэффициента проницаемости, коэффициента пьезопроводности, коэффициента гидропроводности, приведенного радиуса скважины, показателя скин-фактора, коэффициента продуктивности и коэффициента гидродинамического несовершенства по вышеописанной методике приведены в таблице 1.2.

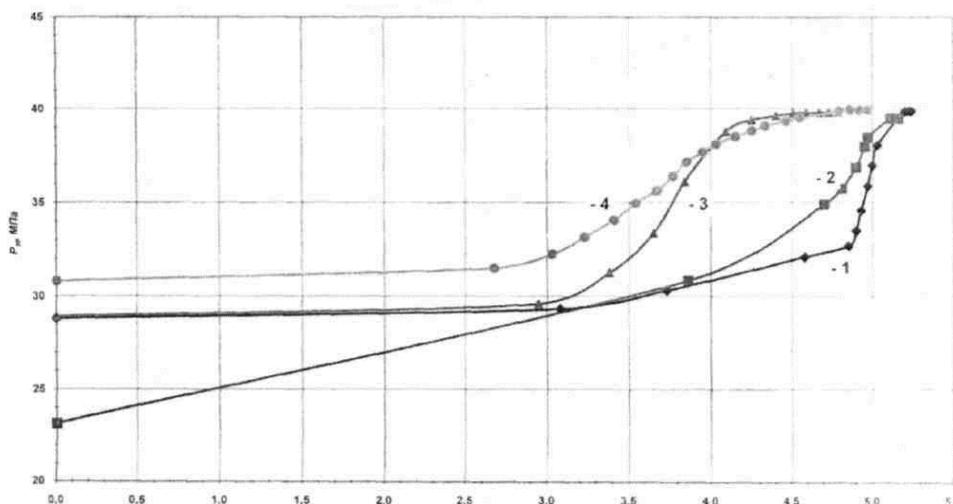


Рисунок 1.2. Кривые восстановления забойного давления в координатах  $\Delta P_{zt}$  по скважинам месторождения Шакарбулак. Кривая 1 - скв. № 1. горизонт XV-ПР, интервал 3739-3727 м, Кривая 2 - скв. № 1. горизонт XV-ДЭРФ, интервал 3696-3686 м, Кривая 3 - скв. № 4. горизонт XV-Р, интервал 3765-3760 м, Кривая 4 - скв. № 4. горизонт XV-Р, интервал 3780-3770 м.

*Результаты обработки материалов гидродинамических исследований скважин*

*Таблица 1.2.*

Показатели	Месторождение Шакарбулак	
	Пределы изменения	Среднее значение
Коэффициент проницаемости	0,0230- 0,0945	0,0544
Коэффициент пьезопроводности	0,0122- 0,0502	0,0289
Коэффициент гидропроводности	0,0504- 0,2070	0,1020
Приведенный радиус скважины, м	0,0040- 0,0430	0,0163
Показатель скин-фактора	+1,06- +3,43	+2,41
Коэффициент продуктивности	0,98-10,94	4,32
Коэффициент гидродинамического совершенства	68,75- 87,76	76,21

Как известно, величина  $S=0$  означает, что пласт однородный. Проницаемости призабойной зоны и удаленной части пласта сопоставимы между собой. При величине  $S=0$  считают, что фактический коэффициент продуктивности отражает естественную производительность скважины.

Отрицательная величина скин-фактора свидетельствует о превышении проницаемости

ПЗП над проницаемостью удаленной части пласта. Причинами отрицательной величины скин-фактора в процессе эксплуатации скважины могут быть: естественная очистка ПЗП от закупоривших материалов: очистка фильтровой части ствола скважины механическими и химическими способами; эффективное применение мероприятий по воздействию на ПЗП (гидравлический разрыв пласта, соляно кислотная обработка и др.).

Положительная величина скин-фактора означает, что проницаемость хуже проницаемости удаленной зоны. Поэтому положительная величина скин-фактора служит основанием для проведения обработок ПЗП с целью интенсификации добычи нефти.

При полученных величинах показателя скин-фактора коэффициент гидродинамического несовершенства скважины изменяется от 0.68 до 0.87

Полученные в результате определения показателей скин-фактора и коэффициент гидродинамического несовершенства скважины выводы подтверждают выводы, полученные ранее в работах [19.22.23]. Основным выводом этих работ является то, что отрицательное влияние проникновения в пласт твердых частиц фильтрата бурового раствора наиболее сильно проявляется при вскрытии низко проницаемых сильно за глинизированных коллекторов. Опыт освоения скважин в различных горно-геологических условиях показывает что:

- при проницаемости коллектора более 0.5 мкм несмотря на большое поступление твердых частиц и фильтрата бурового раствора в пласт они легко извлекаются при освоении и эксплуатации скважин;
- при проницаемости коллектора от 0.1 до 0.5 мкм<sup>2</sup> скважины также

легко осваиваются, но полной очистки от поступивших в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора не происходит;

- при проницаемости коллектора менее  $0,01 \text{ мкм}^2$  несмотря на проникновение твердых частиц и фильтрата бурового раствора на незначительную глубину)', скважины трудно осваиваются, а очистка от них требует проведения сложных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

## 1.5. Выводы по первой главе

1. Наиболее информативным параметром, включающим в себя весь комплекс физических свойств коллектора и влияющим на проницаемость ПЗП, является показатель скин-фактора, величина которого в различных регионах может изменяться в широких пределах от -6 до +20 в зависимости от геолого-физических условий месторождений и эксплуатации скважин.

2. Значения коэффициентов проницаемости, пьезопроводности и гидропроводности в исследованных интервалах скважин месторождения Шакарбулак изменяются в довольно широких пределах в зависимости от геолого-физических условий эксплуатации скважин.

3. Величина показателя скин-фактора для геолого-физических условий месторождения эксплуатации скважин изменяется от +1,06 до +3,43. При этих величинах показателя скин-фактора коэффициент гидродинамического несовершенства скважин составляет от 0,68 до 0,87.

## Глава 2. Методы воздействия на призабойную зону скважин

В зависимости от способов интенсификации притока нефти основные технологические методы повышения продуктивности скважин можно классифицировать как химические, физические и механические [13,19].

### 2.1. Химические методы на призабойную зону скважин

К этой группе методов относятся технологии очистки кислотными растворами непосредственно ПЗП и зон большего радиуса. Основным реагентом является соляная кислота. Один объем воды при 0 °С растворяет около 500 объемов HCl с выделением 72,8 кДж/моль теплоты. В кислотные растворы вводят различные присадки: ингибиторы коррозии, замедлители реакции, смешанные составы кислот и поверхностно-активных веществ. Все технологические варианты кислотной обработки: простая, селективная, с вибрацией, кислотная ванна, обработка под давлением, пенокислотная, кислотоструйная, термокислотная и др. - применяются для воздействия на ПЗП с целью увеличения проницаемости, очистки забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корки, кальциевых отложений пластовых вод, смолистых веществ, продуктов коррозии. Процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт. Кислотный раствор эффективно действует на карбонат кальция и магния, образуя растворимые и легко удаляемые хлориды, вследствие чего в призабойной зоне расширяются поры, микротрещины и трещины в карбонат содержащих породах коллектора. Известно, что 1 м раствора HCl растворяет 220 кг известняка, при этом образуется 245 кг CaCl<sub>2</sub>, 0,040 м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O и 49 м<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>. Истощенный (прореагировавший) кислотный раствор представляет собой раствор 20-процентного CaCl<sub>2</sub>.

Поверхностно-активный кислотный раствор повышает эффективность кислотной обработки, так как дает возможность кислоте проникать в топкие каналы продуктивного пласта. Такой вид обработки изменяет также

смачиваемость пород коллектора, удаляя нефть с поверхности породы и обеспечивая хороший контакт между кислотой и породой.

Пенокислотная обработка (ПКО) применяется при значительной толщине пласта и низких пластовых давлениях. В 11311 вводят азрированный раствор кислоты и ПАВ в виде пены. Кислотная пена, обладающая повышенной вязкостью при плотности 400-700 кг/м<sup>3</sup>, обеспечивает охват воздействием всей продуктивной толщии пласта. Растворение карбонатного материала замедляется, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт и увеличивает проницаемость удаленных от скважин зон.

Для удаления тонких частиц глины, отделившихся от пласта или бурового раствора и удерживающихся в дисперсном состоянии в ПЗП применяются глинокислоты варианты кислотных растворов HCl и HFe в сочетании с органическими кислотами. Плавиновая фтористо-водородная кислота HF - это бесцветный газ с острым запахом, который вызывает трудноизлечимые ожоги, раздражающе действует на глаза и дыхательные пути, поэтому с раствором HF необходимо работать в защитном снаряжении. Известно, что) м 3-процентной HF и 12-процентной HCl растворяет 60 кг глинозема и 650 кг CaCO<sub>3</sub>. При обработке песчаников с повышенным содержанием кремния (50-80% SiO<sub>2</sub>) образуется большое количество четырехфтористого кремния SiF<sub>4</sub>. Этот растворимый газ может породить в дальнейшем новые реакции. Для снижения коррозионной активности HCl+HF в смесь добавляют муравьиную кислоту HCOOH.

Кислотоструйная обработка ПЗП способствует механическому разрушению горной породы струей большого напора через сопла, при этом одновременно стенки скважины очищаются от цементной и глинистой корки /19/.

При кислотной обработке вибрацией раствор закачивается через вибратор, установленный в башмаке насосно-компрессорных груб (НКГ). Вибрации, усиленные колебаниями столба жидкости в кольцевом канале,

создают в продуктивном пласте сеть микротрещин, в которые проникает кислотный раствор, повышая эффективность и глубину обработки.

Термокислотная обработка состоит в комбинированном тепловом и химическом воздействии на ПЗП и применяется для удаления асфальтосмолистых, парафиновых, солевых и других отложений. Теплота, которая выделяется при химической реакции 15-процентного раствора  $\text{HCl}$  с едким натром ( $\text{NaOH}$ ), магнием или алюминием, расплавляет тяжелые углеводороды, выпавшие в зоне перфорации скважины. Для обработки скважины труба со щелевидными пазами заполняется стружками (кусочками) магния (алюминия) и закрепляется под башмаком НКТ в интервале перфорации скважины, затем в ПКТ закачивают раствор НО. В результате реакции 1 кг едкого натра с НО выделяется 2868 кДж теплоты. Реакция НО с алюминием генерирует 18924 кДж теплоты на 1 кг алюминия, но при этом образуются хлопья гидроксида алюминия  $\text{Al}(\text{OH})_3$ , которые могут забивать поры и проточные каналы в продуктивном пласте. При реагировании НО с 1 кг магния выделяется 19259 кДж теплоты, а образующийся хлоридный магний  $\text{MgCl}_2$  хорошо растворяется в воде.

Важным критерием, учитываемым при проектировании операций по стимулированию скважин химическими методами, является литологический состав и физические параметры отложений, подлежащих отработке. Только после исследования в лабораторных условиях керна или боковых проб, отобранных из пластов, в которых предполагается обработка в контакте с рекомендуемыми растворами, и получения удовлетворительных результатов приступают к проектированию собственно операции по стимулированию: выбирают технологию работ, устанавливают необходимые объемы рабочих реагентов, давление и дебиты закачки, гидравлическую мощность, а также рассчитывают коэффициент продуктивности или приемистости при различных вариантах обработки и, соответственно, экономическую эффективность технологии. Для выбора оптимального варианта применяют математические модели и комплексные программы, реализуемые на ЭВМ.

## **2.2. Физические методы воздействия на призабойную зону скважин.**

Основу физических методов повышения продуктивности и приемистости скважин составляют воздействие на ПЗП физическими и тепловыми полями от различного вида источников и обработка растворителями.

Физические основы методов воздействия с применением упругих колебаний были созданы в начале 70-х гг. XX в. фундаментальными исследованиями, проведенными во ВНИИ нефти и ВНИИ геосистем. Большой вклад в их создание внесли работы О.Л.Кузнецова, М.Л.Сургучева, Э.М.Симкина [19,15].

**Механизм упругих колебаний.** Для повышения продуктивности нефтяных скважин используются известные природные явления и физические эффекты, связанные с тем, что процессы тепло- и массопереноса в капиллярно-пористых средах интенсифицируются под влиянием высоких и низких частот. Воздействие высокоамплитудных низкочастотных колебаний давления необратимо увеличивает абсолютную проницаемость насыщенных пористых сред. За счет переориентации слагающих среду зерен, особенно при наличии глинистости, образуются новые фильтрационные каналы, раскрываются трещины. Особое внимания заслуживают специфические «фильтрационные эффекты»: в поле колебаний интенсивностью 1,9 кВт и частотой 17-26 кГц скорость фильтрации полярных и неполярных жидкостей увеличивается до 10 раз, а скорость фильтрации дистиллированной воды через керн горных пород увеличивается почти на два порядка.

Под действием упругих колебаний происходит разупрочнение кольматирующего материала и очистка норových каналов коллектора. устраняется блокирующее влияние остаточных фаз газа, нефти и воды.

Наложение упругих колебаний деформирует и разрушает структуру неньютоновских нефтей, изменяет их вязкоупругие свойства и характер движения в пористой среде. Механизм воздействия физических полей упругих колебаний на реологическое поведение высоковязких нефтей,

заполняющих поры, во многих случаях обусловлен моделью, предложенной М.А.Био. Снижение вязкости неньютоновских жидкостей происходит при частотах, больших как называемой характеристической частоты

$$f_c = \pi\nu/(4d) \quad 2.1.$$

где  $\nu$  - кинематическая вязкость;  $d$  - размер пор.

Под действием упругих колебаний уменьшается кинематический гистерезис смачивания, происходит глубокое проникновение жидкости в щели и капилляры, интенсифицируются процессы пропитки, возрастает степень вытеснения нефти из пористой среды, меняется фазовая проницаемость среды для нефти и воды. Технология виброволнового воздействия экологически чиста, и затраты па ее применение существенно ниже, чем при тепловом и химическом методах.

Метод воздействия на ПЗП физическими полями упругих колебаний на нефтяных промыслах начал применяться с 60-х гг. XX в. и оказался достаточно эффективным [16.17].

Источники волнового воздействия. Воздействие упругими колебаниями при обработке ПЗП осуществляется скважинными забойными генераторами, мощность которых ограничена размерами и условиями эксплуатации скважины. Процессы различной физической природы, сопровождающие волновое воздействие па ПЗП. можно подразделить па акустические (гидроакустические), виброволновые, кавитационно-волновые и ударно-депресссионные.

Акустическое воздействие технологически достаточно просто и заключается в том, что по скважине в интервал обработки продуктивного пласта спускается акустический (ультразвуковой) излучатель на каротажном кабеле, который соединяет его с преобразователем частоты (генератором, источником питания), установленным па поверхности. Существует несколько разновидностей источников акустической энергии, в том числе и магнитострикционных.

В ЗАО ИНЕФ разработаны и запатентованы технические средства и технология акустической реабилитации нефтяных скважин и пластов с использованием стандартных геофизических станций. Технологический процесс позволяет осуществлять обработку продуктивного пласта, по прекращая работы забойных (на фонтанном и газлифтуом фонде) и нагнетательных скважин.

При насосной эксплуатации скважин можно совмещать обработку с подземным или капитальным ремонтом. Для монтажа и демонтажа оборудования требуется привлечение бригад капитального ремонта скважин. Технологический процесс позволяет избирательно обрабатывать отдельные интервалы продуктивного пласта из расчета от 1 до 3 ч на 1 м обрабатываемого интервала.

Комплекс «ИНПФ» состоит из источников питания (ИП «ИНЕФ1-Т»), излучателей трех модификаций: «ИНЕФ1-37» для работы по НКТ с диаметром 2 дюйма; «ИНГФ1-44» для работы по НКТ с диаметром 2,5 дюйма и «ИНЕФ1-100» для работы по обсадной (рабочей) колонне (табл. 2.1) [19,18].

Источники питания длиной 370 мм, шириной 455 мм и высотой 320 мм подключаются к сети переменного тока (220 В, 50 Гц, мощность не менее 5 кВт) имеют выходную мощность 25 кВт в диапазоне частот выходного напряжения 4-24 кГц.

*Излучатели ЗАО И НЕФ*

*Таблица 2.1.*

Показатель	ИНЕФ 1-37	ИНЕФ 1-44	ИНЕФ 1-100
Мощность, Вт	700	1000	2000
Масса, кг	6	8	42
Габариты, мм:			
Диаметр	37	44	100
Длина	1500	1500	1400

По данным ЗАО ИНЕФ, удельная эффективность составляет от 500 до 5500 т на одну скважино-обработку, длительность эффекта меняется от 6 до 18 месяцев.

**Виброволновое воздействие** осуществляется посредством генерирования упругих колебаний скважинными (забойными) устройствами, создающими давление различной частоты и амплитуды за счет использования энергии жидкости или газа. Гидродинамические генераторы упругих колебаний (ГДГ) спускаются в скважину на Н.КТ, а напорно-расходные параметры жидкости задаются нефтепромысловыми насосными агрегатами. Скважинная обработка с использованием ГДГ технологически совмещается с промысловыми операциями подземного и капитального ремонта скважин (ПРС и КРС соответственно) и с другими операциями традиционных методов обработок ПЗП.

Эффективность обработки ПЗП воздействием упругих колебаний с применением ГДГ в значительной степени определяется параметрами колебательной энергии в системе скважина пласт. Упругие колебания энергии наиболее эффективны при низкочастотном излучении вследствие низкого поглощения в породах и благоприятного соотношения колебательных смещений и ускорений. Рассчитывать основные параметры границ упругого низкочастотного колебательного поля можно по уравнению Био:

$$f \leq 0.1 \frac{\mu m}{2\pi k\rho} \quad 2.2$$

где  $\mu$  и  $\rho$  - соответственно вязкость и плотность флюида;  $m$  - пористость скелета породы;  $k$  - проницаемость скелета породы.

К настоящему времени известно несколько десятков конструкций гидродинамических скважинных генераторов колебаний давления, разработанных различными организациями.

В соответствии с принципиальной схемой скважинные генераторы гидравлических колебаний можно подразделить на пружинно-клапанные и роторные преобразователи. Общий недостаток генераторов клапанны-пружинного типа - низкая надежность работы из-за согласования жесткости пружины и массы клапана. Более совершенны гидравлические генераторы колебаний на основе вихревых элементов. В конструкциях ГДГ с напорными вихревыми ступенями на основе центробежных форсунок при генерации колебаний можно достигать необходимых амплитудно-частотных характеристик, ограниченных только мощностью насосных агрегатов.

В зависимости от гидродинамических характеристик пласта и факторов, ухудшающих продуктивность скважин, в качестве рабочей жидкости при виброобработке ПЗП применяют нефть, пластовую воду, растворы кислот, растворы ПАВ, керосин, дизельное топливо и различные смеси этих жидкостей.

Наибольшая эффективность повышения гидропроводности ПЗП при виброволновом воздействии достигается при создании депрессии на пласт. Для создания долговременной депрессии при одновременной работе с гидродинамическими генераторами давления используются забойные струйные насосы.

**Кавитационно-волновые методы** возбуждения ударных импульсов и колебаний давления с широким диапазоном частот основываются на процессах кавитационных явлений при зарождении паровой (газовой) фазы и ее развитии в ПЗП. По происхождению кавитация может быть вихревой и перемещающейся. Она возникает в потоке при увеличении скорости струи, достаточной для разрыва сплошности (скорости). Условие возникновения паровой кавитаций, без учета влияния растворенного газа, определяется параметром динамического подобия – числом кавитации

$$K_k = \frac{p_0 - p_n}{\rho \frac{M_0^2}{2}} > 1 \quad 2.3.$$

Где  $p_0$  – давление в некоторой точке потока;  $p_n$  – давление насыщения паров в пузыре;

Согласно уравнению, можно воспроизводить различные режимы течения жидкости в насадках, чтобы  $K_k$  принимало значения большие, меньшие и равные 1, т.е. создавать безкавитационные режимы и режимы с развитой кавитацией в определенных условиях.

В условиях ультразвукового поля кавитация возникает при энергии в десятки раз меньшей, чем необходимо для создания давления упругости насыщенных паров, но если давление в скважине равно или превышает критическое давление воды ( $p_{кр} = 22,1$  МПа) то спровоцировать паровую кавитацию жидкости без растворенного в пей газа невозможно.

Принципиальная схема пульсаторов для формирования паровой фазы в потоке газосодержащей жидкости и возбуждения ударных воли давления в ПЗП состоит из ряда элементов, способствующих турбулизации потоков, их закручиванию с последующим повышением скорости истечения из насадок. Пульсатор спускается в зону обработки скважины на НКТ, а рабочие жидкости (аэрированная вода, нефть, кислота) нагнетаются насосными установками. Для повышения эффективности обработки ПЗП работающий агрегат перемещается вдоль интервала перфорации с передачей вращения. Наибольшие импульсы давлений возникают при совпадении каналов насадок пульсатора с устьями перфорационных каналов.

Теория турбулентных струй, бьющих в туник, позволяет оцепить давление, развиваемое потоком для случая гидравлического удара. Давление гидравлического удара в канале может быть рассчитано ПО формуле Жуковского:

$$\Delta p = \rho c v, \quad (2.4.)$$

где  $c$  – скорость распространения ударной волны;  $v$  – начальная скорость истечения жидкости из насадки;  $\rho$  – плотность жидкости.

Скорость распространения ударной волны зависит от свойств жидкости, пористости среды и радиуса зоны вокруг перфорационного канала в породе:

$$c = \frac{\sqrt{\frac{1}{\beta_{жс}\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{6}{\beta_{жс}E\delta}}}, \quad (2.5.)$$

где  $\beta_{жс}$  - коэффициент объемного сжатия жидкости;  $d$  - внутренний диаметр перфорационного канала;  $E$  - модуль упругости пористой среды;  $\delta$  - толщина стенки пород вокруг канала.

Накладываясь друг на друга, ударные волны различной природы создают неравномерное поле волновых давлений в пористой среде ПЗП, сопровождаемое значительными знакопеременными нагрузками, что способствует очистке поровых каналов, повышению скорости фильтрации и нефтеотдачи пластов, т.е. интенсификации добычи нефти.

Кавитационно-волновая технология считается технологией управляемого воздействия на ПЗП и носит многофакторный характер при относительной простоте реализации.

Для **ударно-депрессионных методов** воздействия используется переоборудованный штанговый насос, в котором в режиме откачки жидкости при ходе плунжера вверх в определенной точке происходит мгновенная разгерметизация цилиндра насоса, создающая импульс депрессии, а затем гидравлический удар с высоким давлением.

Достоинством этого метода является простота осуществления с одновременным и непрерывным выносом кольматирующих веществ из ПЗП на поверхность.

Фирма «Недра» разработала метод ударно-волнового воздействия на ПЗП, вызываемого динамикой работы скважинного штангового насоса, Низкочастотные волны образуются в процессе эксплуатации скважины при подъеме флюидов за счет статических нагрузок, создаваемых весом колонны НКТ, и переменных динамических, включая инерционные и

вибрационные, возбуждаемых непосредственно работой штангового глубинного насоса (ШГН).

Статические нагрузки, в зависимости от конкретных условий, создают частичным или полным весом опоры НКТ на забой в зумпфе, что вызывает перераспределение поля напряжений в продуктивном пласте.

Динамические нагрузки работающего ШГН передаются в точку опоры НКТ, генерируют инфра низкочастотные волновые процессы и сейсмическую эмиссию, формируя в продуктивной толще пород поля упругих колебаний, стимулирующих фильтрационные процессы. В условиях резонанса волновые процессы могут распространяться в радиусе до 1-1,5 км от точки опоры НКТ, интенсифицируя фильтрационные процессы, особенно в тонкодисперсных слабопроницаемых объемах пород во всей этой области.

Технология легко реализуется при любой глубине залегания продуктивного пласта и на любой стадии разработки месторождения, допускающей эксплуатацию ШГН в широком диапазоне геолого-промысловых условий. Технология адаптирована к промысловым условиям, не нуждается в обучении персонала и его постоянном присутствии на скважине, не требует дополнительного оборудования (за исключением нескольких сотен метров НКТ) и дополнительных энергозатрат.

В последние десятилетия получили распространение электрогидравлические методы (ЭГВ) воздействия на ПЗП, в которых для создания импульсов давления используется эффект от электрического пробоя скважинной жидкости между электродами.

### **2.3. Тепловые методы воздействия на призабойную зону скважин**

Прогрев ПЗП и ствола скважины позволяет снизить вязкость и увеличить подвижность нефти за счет расплавления и удаления парафино - и асфальтосмолистых отложений.

Теплота может передаваться кондуктивным способом (теплопередача в пласт по скелету породы и насыщающей жидкости от источника теплоты,

расположенного в скважине), и конвективным теплопереносом (нагнетание в скважину и пласт теплоносителей).

Для стационарного кондуктивного прогрева в скважине вместе с подземным оборудованием устанавливают электронагреватель, который работает в интервале пласта непрерывно или по заданному режиму в процессе отбора нефти.

При конвективном теплопереносе в ПЗП закачивается теплоноситель, способный расплавлять или растворять смолопарафинистые отложения в призабойной зоне. Наибольшей эффективностью обладают жидкости на углеродной основе, которые, несмотря на их меньшую теплоемкость по сравнению с водой, совмещают функции теплоносителя и растворителя и не вызывают отрицательных побочных явлений (например, набухания глин, снижения фазовой проницаемости для нефти и др.).

При глубине скважин до 1500 м широко применяется циклическая паротепловая обработка при скважинной зоне. Эффективность паротепловой обработки скважин зависит от темпа закачки и удельного объема пара, его параметров, величины водонасыщенности нефтяного пласта и продолжительности паропропитки. Практика показала, что минимальная температура пара для прогрева прискважинной зоны обводненного пласта 120-125 °С, при температуре пара 100 °С эффективность процесса резко снижается. Для уменьшения тепловых потерь и глубокого прогрева призабойной зоны пласта необходимо закачку пара производить с расходом не ниже 3-5 т/ч в течение 10-15 суток. Операции по закачке пара в скважину весьма энергоемки: на дополнительно добытой нефти затрачивается до 6 т пара. Для ускорения реагирования добывающих скважин на закачку и снижения расхода пара к нему периодически добавляют химические реагенты, которые при высокой температуре, распадаясь, выделяют большой объем газа.

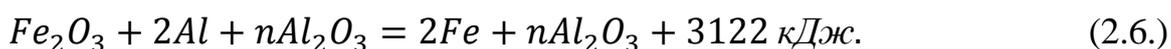
Наиболее простой и технологичный тепловой метод – прокачка горячей нефти с температурой 80-100 °С позволяет в лучшем случае очистить ПК Г

от отложений парафина и промыть забой. Длительная (в течение 20-25ч) прокачка горячей нефти способна поднять температуру на 3-5°C выше пластовой и только в ограниченной части стенок скважины что недостаточно и экономически нецелесообразно – Тепловые методы дороги и трудно реализуемы. Эффективность их применения в немалой степени зависит от наличия специальной промысловой теплоэнергетической техники. Техника первого поколения не отвечала поставленным задачам и существенно уступала мировым образцам по температуре выходящего теплоносителя и КПД, кроме того имела завышенные расход топливно-энергетических ресурсов по собственным циклам и металлоемкость.

В настоящее время проводятся испытания новых энергосберегающих технологий на базе теплогенерирующих установок, вырабатывающих рабочий агент - парогазовый теплоноситель для комплексного термического и термохимического воздействия на нефтяной пласт. Парогазовая смесь является комбинированным теплоносителем, содержащим 50-60 % воды, газообразные агенты (до 38 % азота и до 12 % углекислого газа), реагенты гидрофобизации и гидрофилизации ПЗП. Широкий диапазон физико-химических свойств, которые можно приписать теплоносителю, позволяет обоснованно выбирать наиболее эффективный вариант повышения нефтеотдачи для конкретного объекта с учетом геолого-технических условий на различных стадиях разработки.

Одним из направлений повышения эффективности тепловых технологий, исключающих опасность для окружающей среды, снижающих эксплуатационные расходы и сохраняющих коллекторские свойства ПЗП, является использование автономных модульных скважинных нагревателей на основе высококалорийных без газовых топливных систем с инертными добавками. Скважинный тепловой модуль можно опускать до заданного интервала на тресе или кабель тресе, предназначенном для геофизических скважинных приборов.

В настоящее время разработано несколько различных высококалорийных без газовых топливных систем, в том числе термитных. Без газовое топливо (БГТ) образует группу веществ органического и неорганического происхождения, которые, взаимодействуя между собой при определенных условиях, образуют полностью конденсированные продукты сгорания. В качестве без газовых топливных составов могут использоваться топливные композиции на основе Al, Mg, Ti. Наибольшей технологичностью обладают смеси «титан + углерод» и «алюминий г оксид железа». К классу без газовых топлив относится термит группа двух компонентных твердых веществ в порошкообразном состоянии, содержащих восстановитель (химически активный металл), окислитель (оксид металла), инертную добавку и связующую композицию. Реакция горения железоалюминиевого термита с инертной добавкой протекает в конденсированной фазе без газификации исходных компонентов по схеме



При высокой температуре горения (1800-2400 °С) удельные объемы исходных и конечных продуктов реакции практически неизменны. Воспламенение термита происходит при нагреве до 1000 °С, полнота сгорания достигает 95-98 %. Компоненты железоалюминиевого термита не растворяются в воде, малотоксичны, термо стабильны в широком диапазоне эксплуатационных температур. Стоимость компонентов термита невысока, поскольку они относятся к числу широко распространенных в природе веществ, а их производство хорошо налажено. Выбранные модельные топливные составы широко используются в научно-исследовательской практике и отличаются высокой взрыво и пожаро безопасностью. Высокий тепловой эффект реакции не сопровождается взрывом из-за отсутствия газообразных продуктов горения.

Абсолютно полное извлечение нефти возможно только при технологии ее растворения вытесняющим агентом.

Российские специалисты Э.Л.Чекалюк, К.Д.Оганов и В.П.Онопrienко в 1960 г. экспериментально установили, что вода при определенных температурах и давлениях может растворять нефть. Вода в тех условиях, в которых она способна растворить нефть, названа термо растворителем и может быть использована в качестве агента для повышения нефте отдачи пластов.

Известно, что с повышением давления растет температура кипения. Состояние воды, которое характеризуется исчезновением поверхности раздела между жидкостью и паром, наступает при давлении 22,115 МПа и температуре 374,12 °С (названных критическими) при плотности 317,763кг/м<sup>3</sup> Полнота растворения нефти в воде достигается при температурах 320-340 °С и давлении 18-22 МПа, причем вязкость нефти практически не влияет на результат полной смешиваемости, а температуру может понизить до 260 °С за счет добавки углекислоты [4,17,19].

Несмотря на то, что сообщения о предложенной высоко нефти извлекаемой технологии добычи, сочетающей проницаемости и растворения, были сделаны еще на X Мировом конгрессе 14 сентября 1979 г. в Бухаресте, она не получила развития. Одной из объективных причин стало отсутствие высокоэффективных, мощных автономных забойных тепло генераторов. Поддачи терморазтворителя с поверхности связана с огромными теплотерями. Кроме того, все марки сталей обсадных труб При температурах выше 300 °С теряют свои прочностные свойства, поэтому необходимо создание специальной конструкции нагнетательной скважины.

Одним из методов увеличения продуктивности добывающих скважин является очистка ПЗП от отложений парафина и асфальтосмолистых веществ (АСВ) углеводородными растворами гелями.

В реальных условиях при отработке ПЗП растворитель взаимодействует с парафином и АСВ в пористой среде с высокой степенью

водонасыщенности. Поэтому для повышения эффективности процесса необходимо производить последовательную закачку в скважину вода затем и нефтерастворимых реагентов. Водорастворимый реагент выносит из пористой среды воду, а нефтерастворимый при смешении углеводородную фазу. В качестве растворителя воды используют растворы ПАВ, ацетон, пенореагент (смесь спиртов, углеводов), а для АСВ и парафина — так называемые отходы химических производств: абсорбенты А1 и А2 (смесь углеводов, состоящая из 70% бутан-бутиленовой фракции и 30% бутилен-дивипиловой фракции); КО (кубовый остаток производства бутилового спирта); КОИ-47-88 (смесь легких углеводов. бензола, ксинола, этилового бензола), ШФЛУ (широкую фракцию легких углеводов), нефрас 150/330, нефрас С4 130/350. Смесь абсорбента А-2 и нефраса А 150/330 (45/55) обеспечивает удаление до 96% АСВ. Эффективность обработки возрастет с увеличением темпа закачки, удельного расхода растворителя и особенно при прогреве ПЗП.

Метод термогазохимического воздействия (ТГХБ) основан на горении твердых порохов в жидкости. Скорость горения может регулироваться в определенных пределах характером воспламенения, конструкцией порохового заряда и зависит от давления. В качестве воспламенителя применяется спираль накаливания, размещаемая и челе сгораемого порохового элемента.

Сжигание заряда вызывает импульсное выделение тепловой энергии и механическое воздействие, так как образующиеся газы горения развивают давления до 100 МПа и вытесняют жидкость из ствола в пласт. Жидкость расширяет естественные трещины и создает новые (гидроразрыв). Газообразные продукты горения, состоящие, в основном, из хлористого водорода и углекислого газа, проникают в пласт через образующиеся трещины, расплавляют парафин и асфальтосмолистые вещества. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее ВЯЗКОСТЬ, а хлористый водород при наличии воды образует слабо концентрированный раствор соляной кислоты.

После сгорания заряда давление в скважине снижается, что обуславливает отток из ПЗП флюидов и расплавленных отложений.

Технология обработки методом ТГХВ предусматривает спуск - пороховых зарядов в виде аккумуляторов давления (АДС), воспламенение и горение их в интервале пласта с применением существующего нефтепромыслового и геофизического оборудования. В зависимости от геолого-технических условий скважин ТГХВ осуществляется по трем схемам:

1. АДС с экранированной наружной поверхностью помещается в зумпф, и воспламенение осуществляется с верхней точки, что не приводит к разрыву пласта и повышает проницаемость ПЗП, загрязненной выпадением смол и парафина в процессе эксплуатации.

2. АДС с поддоном, воспламенение которого осуществляется в интервале продуктивного пласта, используется для разрыва пласта без применения пакерующего устройства в стволе скважины.

3. АДС диаметром 42 мм доставляется в зону обработки через НКТ, что сокращает время, необходимое для полготовки скважины и эффективного удаления с забоя скважины продуктов, притекающих после воздействия.

Одна из разновидностей способа термогазохимического воздействия основана на экзотермических реакциях кислородсодержащих реагентов на основе аммиачной селитры с каталитическими добавками углеродсодержащих веществ (сульфоуголь). Необходимый объем приготовленной смеси доставляется в зону продуктивного пласта; инициация само окисляющегося процесса осуществляется реакцией соляной кислоты с каким-либо щелочно-земельным металлом, обычно с магнием. Для этого гранулы магния помещают в заглушённую в нижней части перфорированную трубу, соединяющуюся с ПК'Г. и спускают в скважину к месту инициации реакции окисления, затем по ПК'Г подается соляная кислота. Выделяющаяся при реакции теплота инициирует процессе горения силитро-содержащей смеси. Процесс раскол матирования и депарафинизации

ПЗП производится при комплексном воздействии высоких температур (150-450 °С и более) и газодинамических процессов, которые, в отличие от пороховых генераторов, действуют длительно (до 20-30 мин).

Окислительная реакция кислородсодержащих реагентов может осуществляться непосредственно с нефтью или парафином. Технология многофакторного газодинамического воздействия для интенсификации добычи нефти осуществляется на экологически не опасных и недорогих селитро - углеродсодержащих смесях, доступных для применения.

Метод Ионно-плазменного воздействия на ПЗП разработан М.С.Ягудиным, Р.Г.Касимовым, М.К.Исаевым, А.Н.Шакировым и основан на одновременном ионно-плазменном электрохимическом электролитическом и термическом воздействии на ПЗП, в которой электролитом служит минерализованная вода скважины.

Излучение плазмы приводит к созданию активных частиц и инициированию плазмохимических реакций. Для получения плазмы в специальном генераторе необходимы внешние источники энергии, часть которой еще должна расходоваться на инициирование химических процессов.

Специальный плазменный генератор обеспечивает создание плазмы непосредственно в ПЗП. В конструкции генератора плазмы в качестве анода применяются электроды из специальных сплавов, соответствующих скважинным условиям и минерализации воды, а катодом служит корпус генератора, соединенный с НКТ и обсадной колонной через план-шайбу. Ток к ионно-плазменному генератору подается через погружной кабель марок КПБП или КПБК от источника постоянного тока мощностью 50-65 кВт. В начальный момент обработки под действием электрического тока в реакционной зоне скважинного генератора протекают электролитические процессы. При растворении металла анода возбуждается низкотемпературная газоразрядная плазма, инициирующая ионные и электронные процессы и создающая в прилегающей к аноду области поле высокой температуры (до

3000 °С). Технология ионно-плазменного воздействия предусматривает периодическое включение скважинного генератора с закачкой минерализованной (пластовой) воды через ИКТ в скважину. Объем закачки зависит от толщины пласта, пластового давления и необходимого радиуса воздействия на ПЗП, а число циклов от состояния скважины и свойств пород. Потребление электроэнергии определяется длительностью воздействия и составляет 100-150 кВт/ч. В результате ионно-плазменных процессов образуются термощелочь, которая способствует снижению вязкости нефти и сил поверхностного натяжения, и активные атомы водорода и кислорода, благодаря которым в растворе появляются ионы  $2\text{HCO}_3$ ,  $\text{COOH}$  и оксид углерода. Термохимическое и химическое воздействие приводит к растворению парафинов, асфальтенов, гидратов, других отложений и раскольматации ПЗП. Через определенное время температура скважинной смеси в зоне перфорации может достигать 95-100 °С. Метод экологически безопасен, прост в применении, допускает многократное и много циклическое повторение процессов комплексного воздействия и не требует дорогостоящих химических реагентов.

#### **2.4. механические методы воздействия на призабойную зону скважин**

К технологиям механического воздействия на ПЗП с целью восстановления или улучшения фильтрационных свойств пород условно можно отнести обработку депрессиями-репрессиями и гидравлический разрыв пласта.

**Депрессионно-репресссионный метод.** Метод разработан в Ивано-Франковском институте нефти и газа и состоит в том, что с помощью высоконапорных струйных аппаратов под покером в ПЗП создается заданное снижение давления на пласт в течении определенного времени, а репрессия на пласт обеспечивается восстановлением гидростатического давления при прекращении циркуляции в течение планируемого времени. При депрессии

осуществляется приток флюидов в скважину с большой скоростью и интенсифицируется вынос твердых частиц; при репрессии жидкость движется из ствола скважины в пласт, и твердые частицы испытывают противоположно направленные нагрузки.

При повторении управляемых циклов знакопеременные поля колебания давления влекут за собой изменение колебания градиентов давлений по радиусу, значительно превышающие градиенты давлений при однократном его сбросе, благодаря чему создаются условия для выноса коагулирующих твердых частиц из ПЗП. Высокий уровень знакопеременных тангенциальных напряжений способствует развитию или образованию новых трещинных каналов, что обуславливает вовлечение в разработку ранее не работавших участков пласта и увеличение интервала продуктивности. Для осуществления метода депрессии-репрессии, кроме основного нефтепромыслового оборудования (насосные агрегаты, ПК1. пакеры), необходимы специальные струйные аппараты. Эффективность технологии можно повысить, совмещая ее с другими видами воздействия, включая соляно-кислотные, грязекислотные и другие виды обработки пласта.

**Гидравлический разрыв пласта.** В результате механических процессов - воздействия на пласт давления, создаваемого закачкой в скважину рабочей жидкости, - порода разрывается по плоскостям минимальной прочности. После разрыва давление жидкости увеличивает трещину, обеспечивая ее связь с системой естественных природных трещин» не вскрытых скважиной, а также с зонами повышенной проницаемости, расширяя, таким образом, площадь дренажа скважины и способствуя значительному увеличению дебита.

Гидроразрыв пласта является одним из самых действенных методов увеличения проницаемости при скважинной зоны добывающих и нагнетательных скважин, которые вскрывают плотные пласты. представленные твердыми породами (известняками или песчаниками). Теоретическое обоснование гидравлического разрыва как метода увеличения

продуктивности скважин было выполнено в 1948 г. Ж. Кларком. В дальнейшем М.Хуберт и Д.Виллис исследовали механику трещинообразования в продуктивных отложениях.

Градиент трещинообразования является специфической характеристикой каждого пласта. Энергию, необходимую для разрыва пород, с поверхности на забой скважины передают посредством флюидов, называемых жидкостью разрыва. Эти жидкости должны иметь определенные свойства: вязкость, устойчивость к температуре, малые потери на трение при прокачке через трубы. В качестве рабочей жидкости разрыва используются соляная кислота, нефть, дизельное топливо, вода, растворы полимеров и ПАВ, эмульсии, пены, кислотные жидкости и т.д. Выбор типа жидкости разрыва обусловлен литологическим составом пород и свойствами углеводородов, формирующих месторождение. Так в отложениях, чувствительных к воде, рекомендуется применять жидкости разрыва на основе нефтепродуктов. Карбонатные отложения, для которых в качестве метода стимулирования рекомендуется кислотная обработка, могут быть обработаны комбинированно (гидроразрывом пласта кислотой жидкостью).

Для предотвращения смыкания трещин, образованных в результате гидроразрыва, в пласт нагнетают оторочку затвердевающей жидкости. Ее продвигают по пласту другой высоковязкой жидкостью, которую после затвердевания оторочки в трещинах извлекают обратно. Однако с ростом глубины скважин все чаще используют твердые частицы расклинивающего, более прочного материала. Сверхпрочные расклинивающие материалы были созданы на основе песка и керамики из бокситов. Спеченный боксит придаст закрепленной трещине повышенную устойчивость при снижении пластового давления.

Вовлечение в разработку месторождений с залежами низкой проницаемости, эксплуатация которых ранее считалась неэффективной, стало возможным благодаря применению массивованного гидроразрыва пород. Массивованные гидроразрывы проводят, как правило, в залежах

пластового чипа с закачкой большого объема жидкости разрыва и расклинивающего агента, в 30-50 раз превышающего объемы закачки при обычном гидроразрыве. Концепция массивированных гидроразрывов предусматривает создание системы «длинных» трещин (до нескольких тысяч метров).

Наиболее высокую эффективность гидроразрыв пород как метод повышения полноты извлечения и интенсификации добычи нефти может обеспечить при комплексном подходе к разработке всего месторождения или эксплуатационного объекта с учетом взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин, а также геометрии и ориентации трещин гидроразрыва.

## 2.5. Выводы по второй главе

1. Скважина является основным сооружением гидродинамической связи, доступным для исследования характеристик флюидов, параметров пласта, и служит для извлечения нефти из недр на дневную поверхность. Призабойная зона скважин - наиболее уязвимое место системы пласт - скважина. Поэтому от ее проводимости в значительной мере зависит дебит скважин.

2. В течении всего времени разработки месторождения с момента ввода в эксплуатацию скважин и до истощения возможно нарушение по тем или иным причинам гидродинамической связи пласта со скважиной, что уменьшает не только продуктивность, но и нефте отдачу пласта. При эксплуатации скважин начинают действовать факторы, ухудшающие фильтрационные характеристики ПЗП. Их условно можно разделить на три группы: гидромеханические, термохимические и биологические.

3. Повышение эффективности извлечения углеводородов из недр зависит от технологических процессов, протекающих в ПЗП с момента вскрытия пласта бурением и до завершения разработки месторождения. Ее фильтрационные характеристики обусловлены как природными свойствами (параметрами) коллектора, так и техногенными процессами. Поэтому как при вскрытии продуктивного пласта, так и на всех стадиях разработки месторождения необходимо сохранять, восстанавливать или повышать естественную проницаемость ПЗП.

4. В зависимости от механизма воздействия методы воздействия на призабойную зону скважин подразделяются на химические (обычные кислотные растворы, поверхностно активный кислотный раствор, пенокислотная обработка, кислотноструйная обработка и др.), физические (механизм упругих колебаний, волновое воздействие, акустическое воздействие, виброволновое воздействие, кавитационно волновые методы, ударно депрессионные методы и др.) тепловые (паротепловая обработка, циклическая паротепловая обработка, обработка горячей водой, обработка углеводородными растворителями, термогазохимическое воздействие и др.) и механические (депрессионно-репрессивный метод, гидравлический разрыв пласта и др.).

### **Глава 3. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий**

На всех нефтяных и нефтегазовых месторождениях ООО «Шуртаннефтваз» в большом объеме проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ) по воздействию на призабойную зону скважин (ПЗС) и продуктивные пласты с целью интенсификации отборов и стабилизации добычи нефти, что в конечном итоге должно привести к повышению эффективности разработки месторождений и наиболее полного извлечения нефти из недр.

В настоящее время в зависимости от геолого-физических условий и состояния разработки месторождений в скважинах осуществляется множество видов ГТМ с различной эффективностью. Количественное определение эффективности, т.е. дополнительно добытую нефть за счет ГТМ, является одной из важных задач нефтедобычи, т.к. от ее результатов зависит не только правильная оценка эффективности, но и судьба самой технологии.

В связи с этим, в данной главе приведены результаты критического анализа применяемых методов оценки эффективности ГТМ и оценки эффективности ГТМ проводимых на скважинах нефтяных и нефтегазовых месторождений ООО «Шуртаннефтваз».

### **3.1. Геолого-физические условия и текущее состояние разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.**

Основная часть месторождений, эксплуатируемых ООО «Шуртаннефтьгаз» находится на территории, расположенной между орогеном и платформой. Это обстоятельство предопределило наличие множества тектонических нарушений с повсеместно наблюдающейся тенденцией к уменьшению амплитуды нарушений по мере приближения к платформенным объектам.

Основными объектами, содержащими скопление углеводородов в этой зоне являются регионально продуктивные отложения среднеюрского возраста - в основном горизонт XV, сложенный карбонатными породами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Местами он представлен образованиями рифогенной формации (XV-P); в некоторых случаях он сложен переслаивающимися известняками межрифовой зоны (XV-HP) с относительно более низкими коллекторскими свойствами.

На месторождениях Западный и Восточный Ташлы залежи нефти и газа содержатся также и в терригенных отложенных горизонта XIII мелового возраста

Гидродинамические системы всех описываемых месторождений характеризуется практически застойным характером; эксплуатационные объекты в основном разрабатываются за счет упругой энергии пластовых флюидов и содержащих их отложений.

В настоящее время на балансе ООО «Шуртаннефтьгаз» числится 15 нефтегазовых месторождений, из которых:

- 8 месторождений (Северный Шуртан, Гармистон, Западный Ташлы, Восточный Ташлы, Яккасарай, Феруза, Туртсар, Янги Коратепа) эксплуатируются;
- скважины двух месторождений (Кумчук, Дехканабад) в ожидании капитального ремонта;

- скважины трех месторождений (Карабаир, Азлартепа, Западный Гордон) ликвидированы;

- скважина месторождения Ханабад простаивает в ожидании ликвидации;

- единственная скважина месторождения Сарыча - контрольная.

Из месторождения Западный Ташлы уже извлечены принятые на государственной учет запасы нефти, за счет реализации ряда геолого-технических мероприятий, таких как заводнение, его эксплуатация продолжается, несмотря на обводненность продукции скважин более 90 %. В основном продуктивном горизонте (XIII) выделяются три пачки, которые выработаны неравномерно, поэтому есть возможность увеличить показатели разработки, особенно за счет осуществления мероприятий по изоляции водопротоков.

Из аналогичного месторождения Восточного Ташлы (залежи нефти - пластовые, сводовые, приуроченные в основном к терригенным коллекторам) официально добыта лишь третья часть запасов, подлежащих извлечению (текущий коэффициент нефтеотдачи достиг 0,18), хотя показатели разработки этих месторождений не слишком разнятся. Разница в значениях достигнутой нефтеотдачи объясняется приростом запасов по горизонту XII, достоверность которой вызывает сомнение и может быть устранено после возврата скважин с успешно дренируемого в настоящее время нижележащего объекта. Бурение новых скважин целенаправленно на залежь горизонта XII экономически однозначно неоправданно.

Что касается реализуемого на месторождениях Западный и Восточный Ташлы площадного заводнения, то оно может быть более успешным как за счет увеличения коэффициента вытеснения нефти водой, так и за счёт увеличения степени охвата объектов процессом заводнения. На месторождении Западный Ташлы воду в целях поддержания пластового давления закачивают в 5 нагнетательных объектов в объёме 528 м<sup>3</sup>/сут при суммарном суточном отборе 448 м<sup>3</sup>, т.е. с учетом возможного оттока части

закачиваемой воды (до 20 %) реальный коэффициент компенсации отбора закачкой даже не достигает единицы. На месторождении Восточный Ташлы для закачки воды используются также 5 нагнетательных скважин. Объем закачки достигает 500 м<sup>3</sup>/сут при суммарном отборе жидкости более 330 м<sup>3</sup>/сут. На первый взгляд закачиваемый объем вполне удовлетворяет требования разработки, но его распределение по площади не обеспечивает полный охват эксплуатационного объекта заводнением.

Из месторождения Гармистан извлечено лишь около 30 %, извлекаемых запасов. Из пробуренных и находящихся в бурении 13 скважин работает лишь 3:

- скважина 10 - текущий дебит нефти 52 м<sup>3</sup>/сут, жидкости - 68 м<sup>3</sup>/сут;
- скважина 11 - текущий дебит нефти 62 м<sup>3</sup>/сут, жидкости - 82 м<sup>3</sup>/сут;
- скважина 12 - текущий дебит нефти 14 м<sup>3</sup>/сут, жидкости - 18,4 м<sup>3</sup>/сут.

В остальных скважинах приемлемых результатов не получено, и они либо ликвидированы, либо - в ожидании капитального ремонта (бурение вторых стволов).

Месторождение Северный Шуртан находится еще в ранней стадии разработки: из пробуренных 16 скважин 9 фонтанируют, дебиты нефти колеблются от 5 до 41 т/сут, жидкости - от 6 до 52 м<sup>3</sup>/сут.

Проблема успешной выработки оставшихся (65 %) запасов нефти осложняется резким падением пластового давления, провоцируемый добычей больших объемов «прорывного» свободного газа вследствие малой толщины нефтяной оторочки. Реализация сайклинг процесса в условиях современной конъюнктуры априори нерентабельна. Обычно в таких случаях реализуется переход на механизированный способ добычи нефти. Однако резкий темп снижения динамического уровня жидкости при глубине эксплуатационных скважин около 4 км делает проблемным классическое решение задачи. Видимо, единственным реальным путем добычи оставшихся утвержденных извлекаемых запасов газа является использование газлифтного способа работы нефтедобывающих скважин. Однако, отсутствие значительных

собственных запасов свободного газа предполагает необходимость изыскать источник газа из других объектов, т.к. строительство дожимной компрессорной станции для использования ресурсов газа месторождения Северный Шуртан себя не окупит.

Месторождения Феруза фактически находится лишь в самой начальной стадии разработки (суммарная добыча достигла 5 % от оцененных извлекаемых запасов) и дренируется всего двумя скважинами из шести пробуренных. Текущий дебит нефти скважины № 2 - 9 т/сут, жидкости -14,6 м<sup>3</sup>/сут: текущий дебит нефти скважины № 3 - 11 т/сут, жидкости -23 м<sup>3</sup>/сут. Дебит жидкости скважины № 1, ожидающей ликвидации, даже во время её освоения не превышало нескольких м/сут. Видимо, такое расхождение объясняется закачиванием скважин №№ 2 и 3 открытым забоем в интервале продуктивных отложений.

Дебит нефти единственной скважины месторождения Туртсари достигает 26 т/сут, жидкости -36 м<sup>3</sup>/сут.

Текущие дебиты остальных месторождений не превышают 2-5 т/сут, жидкости - 10 - 20 м<sup>3</sup>/сут.

Как видно из вышеизложенного, имеет место большой разброс результатов освоения и эксплуатации скважин, от отсутствия притока до притоков жидкости в объемах до 60 - 80 м<sup>3</sup>/сут при депрессиях 10-40 кгс/см<sup>2</sup>.

Устойчивые притоки нефти в достаточно больших объёмах предполагает наличие её запасов в недрах рассматриваемых месторождений.

Получение же слабых притоков пластовых флюидов или вообще их отсутствие может быть связано:

- а) с плохими коллекторскими свойствами продуктивных отложений;
- б) с отсутствием или затрудненной связью забоя скважины с собственно продуктивным пластом, иначе говоря, с ухудшением фильтрационной способности призабойной зоны скважин.

Первая причина (плохие коллекторские свойства коллекторов) для рифогенного комплекса юрских отложений Западного Узбекистана не

слишком характерна. Кроме того, долгое время фиксируются значительные притоки жидкости из скважин месторождений Гармистон, Феруза, Туртсари.

Неприемлемые результаты работы части скважин могут быть связаны с ухудшением коллекторских свойств призабойной зоны пласта во время бурения и освоения скважин. В самом деле — имеют место случаи простаивания скважин после вскрытия продуктивных отложений и до их освоения, что создает возможность проникновения в пласт механических примесей и фильтрата бурового раствора в значительных количествах. Это обстоятельство настоятельно требует проведения соответствующих мер по улучшению коллекторских свойств призабойной зоны продуктивных отложений.

### **3.2. Критический анализ применяемых методов оценки технологической эффективности геолого-технических мероприятий.**

В настоящее время существуют различные подходы к определению технологической эффективности технологий ГТМ. Независимо от применяемого метода оценка технологического эффекта за счет применения ГТМ производится путем сравнения фактических показателей с показателями базового варианта, т.е. с вариантом без реализации ГТМ. Эффект от ГТМ за данный интервал времени определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту.

Эффект от ГТМ в зависимости от задачи может быть определен по отдельным скважинам, участкам залежи или по пласту или месторождению в целом.

Методы расчета технологических показателей по базовому варианту подразделяются на две основные группы: интегральные и дифференциальные. К первой группе относятся экстраполяционные методы - характеристики вытеснения. К настоящему времени предложено более 20 видов эмпирических взаимосвязей между отборами нефти, воды и жидкости,

установленные либо по фактическим данным длительно эксплуатируемых объектов, либо исходя из лабораторных исследований или на основе некоторых теоретических предположений.

Многочисленность применяемых характеристик вытеснения отражает разнообразие геологических и технологических условий разработки эксплуатационных объектов. Но многие из них идентичны и являются лишь преобразованными формами одной и той же исходной закономерности. В основе наиболее популярных методов характеристик вытеснения лежат известные законы падения дебита нефти во времени.

Естественно, на практике для оценки эффективности ГТМ применяются различные виды характеристик вытеснения. Например, для этих целей В.В. Сергеевым и др. [1] использована зависимость в виде:

$$Q_n = a + b \cdot \lg Q_{жс}, \quad (3.1)$$

где  $Q_n$  и  $Q_{жс}$  - накопленные отборы нефти и жидкости; а и b - постоянные коэффициенты.

Г.А.Гамиров и М.В.Бабаев [2] для оценки эффективности ГТМ использовали зависимость:

$$\eta = \frac{Q_n}{G_{бз}}, \quad (3.2)$$

где  $\eta$  - текущая нефтеотдача;  $Q_n$  - накопленный отбор нефти;  $G_{бз}$  - начальные балансовые запасы нефти.

Р.Х.Муслимовым и др. [3] использована характеристика обводнения в координатах:

$$x = \frac{V_{жс} - V_{жс \cdot n}}{V_{жс \cdot n} - V_{жс \cdot k}}; \quad (3.3)$$

$$y = \frac{V_n - V_{n \cdot n}}{V_{жс} - V_{жс \cdot n}}, \quad (3.4)$$

где  $V_{ж}, V_n$  - текущие накопленные с начала разработки отборы соответственно жидкости и нефти из всех скважин участка в пластовых условиях;  $V_{ж-п}, V_{н-п}$  - суммарные накопленные отборы соответственно жидкости и нефти к концу безводного периода;  $V_{ж-к}$  - накопленный (конечный) отбор жидкости, полученный к моменту построения графика.

Р.Г.Хамзином и Р.Т.Фазлиевым [4] для оценки эффективности ГТМ на поздних стадиях разработки эксплуатационных объектов предложено использовать характеристику вытеснения основанную на двух уравнениях разработки:

$$q_n = q_0 - \frac{q_0}{Q_{оп}} Q_n \quad (3.5)$$

$$\frac{q_e}{Q_n} = \frac{\alpha q_0}{Q_{оп}} - \frac{\alpha q_0}{Q_{ожп}} \cdot \frac{Q_{ж}}{Q_n} \quad (3.6)$$

где  $q_n$  и  $q_v$  - текущие дебиты нефти и воды;  $q_0$  - начальный амплитудный дебит всех пробуренных и введенных в действие скважин;  $Q_n$  и  $Q_{ж}$  - накопленные отборы нефти и жидкости;  $Q_{оп}$  и  $Q_{ожп}$  - потенциальные извлекаемые запасы нефти и жидкости при неограниченном сроке разработки;  $\alpha$  - переводной коэффициент.

А.А.Казаков [5] при оценке технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий базовую добычу предлагает определять путем экстраполяции зависимости  $Q_{ж} = f[t]$ , т.е. объем добычи жидкости без применения ГТМ.

Естественно, можно привести еще ряд примеров применения характеристик вытеснения для оценки эффективности ГТМ, но и из вышеприведенных примеров видно, что данный метод нашел достаточно широкое практическое использование. Характеристики достаточно просты для практического применения и базируются на доступной геолого-промысловой информации.

Однако, опыт применения характеристик вытеснения показывает, что они часто приводят к неоднозначным, а иногда даже противоречивым результатам в следствии:

- неадекватности используемых математических зависимостей к реальным условиям разработки эксплуатационных объектов. Одной из причин многочисленности применяемых характеристик вытеснения является разнообразие геологических и технологических условий разработки эксплуатационных объектов;

- расчета показателей базового варианта при сохранении сложившихся условий разработки залежи или эксплуатации скважин. Но поскольку в них изначально заложено постоянство текущего отбора жидкости на весь прогнозный период, то такой вариант будет уже не базовым, а одним из рабочих вариантов с мероприятиями, обеспечивающими заданный отбор жидкости;

- не приспособленности известных методов для учета переменных условий разработки объекта или режима и технологии эксплуатации скважин;

- формального характера адаптации используемых эмпирических зависимостей к конкретным условиям разработки объектов и эксплуатации скважин. В применяемых уравнениях аппроксимируются лишь концевые участки фактических зависимостей на сравнительно поздней стадии разработки без учета начальных и граничных условий.

Вследствие вышеуказанных недостатков при оценке эффективности ГТМ часто применяются дифференциальные характеристики вытеснения, включающие в себя такие величины, как текущая добыча и среднесуточный дебит нефти, обводненность продукции скважин, водонефтяной фактор и др.

Например в работах [6, 7, 8, 9] технологический эффект от применения ГТМ определен по зависимости  $Q_n = f(t)$  или  $q_n = f(t)$ , где  $Q_n$  и  $q_n$  – годовая добыча нефти и среднесуточный дебит нефти,  $t$  - время разработки залежи и эксплуатации скважин. Опыт применения дифференциальных характеристик

вытеснения показывает, что они значительно менее устойчивы, требуют более тщательной обработки данных, «отсеивания» случайных факторов при их построении и использовании для определения эффективности ГТМ.

Вследствие этого некоторыми специалистами при оценке технологической эффективности ГТМ одновременно применяются оба метода характеристик вытеснения [10, 11, 12]. При таком подходе как бы нивелируются недостатки и преимущества обоих методов. На объектах «Шуртаннефтегаз» исходя из геолого-физических условий и состояния разработки месторождений (небольшие запасы, относительно незначительные дебиты скважин, высокая степень выработанное<sup>TM</sup> запасов нефти и обводненности продукции скважин) для оценки эффективности геолого-технических мероприятий предпочтительным является использование дифференциального метода, основанного на сопоставлении дебитов и обводненности продукции скважин до и после проведения ГТМ.

### **3.3. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий проводимых на месторождениях ООО «Шуртаннефтегаз»**

С целью интенсификации отборов и стабилизации добычи нефти в скважинах нефтяных и нефтегазовых объектах ООО «Шуртаннефтегаз» ежегодно проводятся ГТМ, насчитывающие порядка 76-80 скважино-операций.

Как видно из рис.3.1. на котором приведено распределение ГТМ проведенных в 20ф0 г., основной их объем проводится на месторождениях Западный и Восточный Ташлы, а также на месторождениях Северный Шуртан и Яккасарай. Проводимые ГТМ условно можно разделить на гидромеханические (зарезка второго ствола, дострел), физико-химические (промывка, очистка забоя, промывка сульфоналом, обработка соляной

кислотой), изоляционные (изоляция водопритоков) и комбинированные методы (изоляция водопритоков с дострелом).

Объем и методы проводимых ГТМ вытекают из геолого-физических условий и состояния объектов разработки. На месторождениях Западный и Восточный Ташлы основным объектом добычи являются залежи нефти XIII горизонта меловых отложений, сложенные относительно слабо с цементированными песчаниками. Эти объекты в отличие от залежей нефти месторождений Северный Шуртан, Яккасарай и Гармистон находятся на поздней стадии разработки: выработанность извлекаемых запасов более 85%, средняя обводненность добываемой продукции скважин около 90%; они также разрабатываются с применением внутриконтурного заводнения. Естественно, в этих условиях для стабилизации добычи нефти, интенсификации отборов и снижения обводненности продукции скважин



Рисунок 3.1. Распределение ГТМ, проведенных в 2010 г. на месторождениях ООО «Шуртаннефтегаз»

Возникает необходимость проведения большого объема работ по очистке забоя скважин и изоляции водопритоков.

Как видно из табл. 3-1., в которой приведено распределение ГТМ, проведенных в 2010 г. на месторождениях ООО «Шуртаннефтьгаз» по видам и месторождениям, наибольшая их доля приходится на очистку забоя скважин. Из проведенных 33 скважино-операций в 20 было достигнуто увеличение дебита скважин, т.е. процент успешности этого метода составил 60,6 %. В разрезе месторождений, за исключением месторождения Северный Шуртан, процент успешных операций составляет от 60 до 66,7 %.

Второй по объему скважино-операцией является изоляция водопритоков, проведенных в скважинах месторождений Западный и Восточный Ташлы. Из 19 скважино-операций на 10 скважин был получен эффект в виде снижения обводненности продукции и увеличения дебита, т.е. процент успешных операций составил 52,6 %. При этом процент успешных скважино-операций на месторождении Западный Ташлы и Восточный Ташлы составил соответственно 64,3 и 20 %.

Практически одинаковое количество скважино-операций было проведено по зарезке второго ствола (9), дострела (8) и изоляции водопритоков с дострелом (8), с процентом положительных результатов соответственно 66,7; 50 и 62,5 %.

По одной скважино-операций было проведено по промывке забоя скважины сульфоналом и обработке соляной кислотой. В обоих случаях было достигнуто увеличение дебита скважин.

Результаты оценки технологической эффективности ГТМ, проведенных 2010 году на месторождениях ООО «Шуртаннефтьгаз» (СКВ.опер. / % успеш.) Таблица 3.1.

Т/п	Наименование ГТМ	Всего	Месторождения			
			Западный Ташлы	Восточны й Ташлы	Северный Ташлы	Яккасарай
1	Зарезка второго ствола	$\frac{9}{66,7}$	$\frac{7}{75}$	$\frac{2}{0}$	$\frac{3}{100,0}$	$\frac{-}{-}$
2	Промывка, очистка забоя	$\frac{33}{60,6}$	$\frac{24}{62,5}$	$\frac{6}{60}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{3}{66,7}$
3	Промывка сульфанолам	$\frac{2}{50,0}$	$\frac{1}{0,0}$	$\frac{1}{100,0}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$
4	Изоляция водопритоков	$\frac{19}{52,6}$	$\frac{14}{64,3}$	$\frac{5}{20,0}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$
5	Изоляция водопритоков с дострелом	$\frac{8}{62,5}$	$\frac{5}{60,0}$	$\frac{3}{66,7}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$
6	Дострел	$\frac{8}{50,0}$	$\frac{4}{50,0}$	$\frac{7}{0,0}$	$\frac{2}{100,0}$	$\frac{-}{-}$
7	Обработка соляной кислотой	$\frac{1}{100,0}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{100,0}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$
	Итого:	$\frac{81}{58,7}$	$\frac{52}{61,5}$	$\frac{19}{42,1}$	$\frac{6}{42,1}$	$\frac{3}{66,7}$

Всего из 80 скважино-операций, проведенных в 20 г., в 47 случаях достигнуто увеличение дебита нефти с процентом успешности 58,7 %.

В табл.1.2 приведены сведения о среднем времени проведения скважино-операций, стоимости и увеличения дебита нефти по видам, проведенных ГТМ, из которой видно, что наиболее продолжительным (76,9 сут.) и дорогостоящим (153 757,7 тыс.сум) является ГТМ по зарезке второго ствола. Данный метод также существенно увеличивает дебит нефти - в среднем на 6,83 т/сут. С точки зрения увеличения дебита нефти с методом зарезки второго ствола по эффективности сравнимы ГТМ по дострелу. Однако на каждую скважино-операцию по дострелу в среднем расходуется 37 334,3 тыс.сум, т.е. на 4,1 раза меньше чем для зарезки второго ствола.

Остальные виды ГТМ по промывке забоя скважин и изоляции водопритоков являются значительно менее затратными. При этом увеличение дебита нефти от этих ГТМ значительно ниже. Например, каждая успешная скважино-операция по очистке забоя скважины приводит к увеличению дебита от 0,35 до 1,23 т/сут, а изоляция водопритоков от 0,32 до 2,22 т/сут.

Настораживают результаты комбинированного метода по изоляции водопритоков с дострелом. Если только за счет дострела на каждую успешную скважино-операцию увеличение дебита нефти составило 6,12 т/сут, а от изоляции водопритока 1,9 т/сут, то за счет их совместного проведения всего 2,28 т/сут, т.е. как бы от дострела практически эффекта нет.

Сопоставление технологической и экономической эффективности ГТМ, проведенных в 2010 г. на месторождениях ООО «Шуртаннефтваз»

Таблица 3.2

п/п	Наименование ГТМ	Среднее время проведения скв.опер., сут	Средняя стоимость ОДНОЙ скв.опер., тыс.сум	Средний дебит скважин, т/сут	
				До проведения	После проведения
1	Зарезка второго ствола	76,9	153757,7	0	6,83
2	Промывка, очистка забоя	8,7	7685,0	0,35	1,23
3	Промывка сульфанолам	4,0	6242,7	0	0,5
4	Изоляция водопритоков	9,8	21327,1	0,32	2,22
5	Изоляция водопритоков с дострелом	19,3	29627,5	0,2	2,48
6	Дострел	11,9	37334,3	0,3	6,42
7	Обработка соляной кислотой	3,0	5998,3	0	1,0

В 2014 году несмотря на практически одинаковое количество проведенных скважино-операций по сравнению с 2000 годом, 76 против 80, разнообразие методов ГТМ существенно уменьшилось. Не были проведены ГТМ по промывке забоя сульфоналом, обработке соляной кислотой и изоляции водопотоков с дострелом.

Как видно из рис.3.2 как и в 2010 году основной объем ГТМ был проведен на месторождениях Западный и Восточный Ташлы, соответственно 50 и 17 скважино-операций. В отличие от 2000 года ГТМ были проведены кроме месторождений Северный Шуртан, Яккасарай, на месторождении Гармистон.



Рисунок. 3.2. Распределение ГТМ, проведенных в 2014 г. на месторождениях ООО «Шуртаннефтогаз».

Результаты оценки технологической эффективности ГТМ проведенных в 2014 г. На месторождениях ООО «Шуртаннефтегаз»

(*скв.опер.*)  
(% успешн.)

Таблица 3.3.

№ п/ п	Наименовани ГТМ	Всего					
			Западный Ташлы	Восточный Ташлы	Якка- сарой	Северный Шуртан	Гармистон
1.	Зарезка второго ствола	3/66,7	1/100	-/-	-/-	-/-	2/50
2.	Промывка, очистка забоя	31/93,5	21/95,2	6/83,3	4/100	-/-	-/-
3.	Изоляция водопритоков	28/96,4	20/100	8/87,5	-/-	-/-	-/-
4.	Дострел	14/92,8	8/100	3/66,7	-/-	3/100	-/-
	Всего:	76/94,7	50/98	17/82,3	4/100	3/100	2/50

Сопоставление технологической и экономической эффективности ГТМ, проведенных в 2014 г. на месторождениях  
УДП «Шуртаннефтьгаз»

Таблица 3.4

№ п/п	Наименование ГТМ	Среднее время проведения скв.опер., сут	Средняя стоимость одной скв.опер., тыс.сум	Средний дебит скважины, т/сут	
				До проведения	После проведения
1.	Зарезка второго ствола	151,6	526519,7	0,0	1,1
2.	Промывка, очистка забоя	4,2	17309,2	0,87	1,27
3.	Изоляция водопритоков	9,2	17600,6	0,53	0,96
4.	Дострел	13,9	37471,0	2,69	4,0

ГТМ по зарезке второго ствола были проведены всего на 3 скважинах (против 9 в 2009 г.). Процент успешных скважино-операций остался на том же уровне - 66,7 % (табл.Д.3). При этом все остальные показатели данного метода ухудшились. Например по сравнению с 2000 г. среднее время проведения скважино-операций увеличилось с 76,9 до 151,6 сут, средняя стоимость одной скважино-операций возросла с 153757,7 до 526519,7 тыс.сум, а увеличение дебита нефти снизилось от 6,83 ДО 1,1 т/сут. Промывка забоя скважин по сравнению с 2009 г. уменьшилась на 2 скважино-операций. При этом количество успешных скважино-операций увеличилось с 60,6 до 93,5 %. Однако, несмотря на снижение среднего времени проведения скважино-операций с 8,7 до 4,2 сут, средняя стоимость одной скважино-операций выросло от 7685 до 17309,2 тыс.сум, а прирост дебита нефти на одну успешную скважино-операцию уменьшилось с 0,88 до 0,4 т/сут.

ГТМ по изоляции водопотоков по сравнению с 2010 г. существенно увеличились с 19 до 28 скважин-операций. Также, выросло и количество успешных скважино-операций с 52,6 до 96,4 %. При этом практически не изменилось среднее время проведения скважино-операций - 9,8 и 9,2 сут, средняя стоимость одной скважино-операций снизилось с 21327,1 до 17600,6 тыс.сум, а прирост дебита нефти на одну успешную операцию снизился с 1,9 до 0,43 т/сут.

Количество скважино-операций по дострелу в 2014 г., так же выросло с 8 до 14. В отличии от 2010 г. существенно увеличилось количество успешных скважино-операций 92,8 против 50 %. Среднее время и стоимость скважино-операций по дострелу изменилось незначительно, но прирост дебита нефти на одну успешную скважино-операцию снизился с 6,12 до 1,31 т/сут.

В 2014 г. по сравнению с 2010 г. удалось существенно повысить количество успешных скважино-операций 72 из 76, т.е. более 94,7 %. Однако прирост дебита нефти на одну успешную скважино-операцию снизился более чем в 2 раза.

Необходимо отметить, что на аналогичных по состоянию разработки месторождениях России Пограничная (Тюменская область), Саматлорское и Ермаковское (Западная Сибирь), на которых коэффициент извлечения нефти более 34 %, а обводненность продукции скважин составляет около 95 %, эффективность ГТМ выраженная через процент успешных скважино-операций составляют от 67 до 81,2 %, т.е сопоставимы с результатами достигнутыми на месторождениях ООО «Шуртаннефтегаз». При этом наименьшее количество успешных скважино-операций достигнуто от дострела и перестрела - 60 %, а успешность изоляции обводненных пластов и пропластков изменяется от 81,2 до 100% [3, 6, 7].

Вышеприведенные результаты эффективности ГТМ по интенсификации добычи нефти не свидетельствуют об отсутствии проблем, особенно с точки зрения увеличения прироста дебита нефти, приходящегося на одну успешную скважино-операцию. Для чего, по результатам многих работ [13,14,15 и др.] необходимо проводить исследования по совершенствованию обоснования выбора видов и модификаций ГТМ, а также параметров технологии их проведения в конкретных условиях.

### **3.4. Выводы третьей главе**

1. Основными месторождениями ООО «Шуртаннефтегаз», содержащими скопления залежей нефти являются регионально продуктивные отложения возраста – в основном горизонт XV, сложенный карбонатными породами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Местами они представлены образованиями рифогенной (XV-P), в некоторых случаях они сложены переслаивающимся известняками межрифовой зоны (XV-P) с относительно более низкими коллекторскими свойствами.

2. Гидродинамические системы всех месторождений характеризуется практически застойным характером. Эксплуатационные объекты в основном разрабатываются за счет упругой энергии пластовых флюидов и содержащих их отложений.

3. На всех нефтяных и нефтегазовых месторождениях ООО “Шуртаннефтьгаз” в большом объеме проводятся геолого-технические мероприятия по воздействию на призабойную зону скважин и продуктивные пласты с целью интенсификации отборов и стабилизации добычи нефти, что в конечном итоге должно привести к повышению эффективности их разработки и наиболее полного извлечения нефти из недр.

4. В настоящее время в зависимости от геолого-физических и состояния разработки месторождений в скважинах осуществляются множество видов ГТМ с различной эффективностью. Проводимые ГТМ условно можно разделить на гидромеханические (зарезка второго ствола, дострел), физико-химические (промывка, очистка забоя, промывка сульфанолам, обработка соляной кислотой), изоляционные (изоляция водопритоков) и комбинированные методы (изоляция водопритоков с дострелом).

5. Анализ результатов проводимых ГТМ показывает, что за период 2010-2014 гг. достигнута значительная увеличение эффективности проводимых работ. Например, успешность скважино-операций по промывке и очистке забоя скважин выросла с 60,6 до 93,5 %, изоляции водопритоков с 52,6 до 96,4·6, а по дострелу с 50 до 92,8 %.

6. Результаты эффективности ГТМ по интенсификации добычи нефти не свидетельствуют об отсутствии проблем, особенно с точки зрения увеличения прироста добычи нефти, приходящегося на одну успешную скважино-операцию. В связи с этим необходимо продолжить исследования по совершенствованию обоснования выбора видов и модификаций ГТМ, а также параметров, технологии их проведения в конкретных условиях.

## Заключение

На основе исследований по теме «Оценка эффективности методов воздействия на призабойную зону скважин (на примере нефтяных месторождений ООО «Шуртаннефтьгаз» показаны научная новизна, практическая и научная значимость работы и сформированы следующие теоретические выводы и практические рекомендации.

1. Скважина является основным сооружением гидродинамической связи, доступным для исследования характеристик флюидов, параметров пласта, и служит для извлечения нефти из недр на дневную поверхность. Призабойная зона скважин - наиболее уязвимое место системы пласт скважина. Поэтому от ее проводимости в значительной мере зависит дебит скважин.

2. В течении всего времени разработки месторождения с момента ввода в эксплуатацию скважин и до истощения возможно нарушение по тем или иным причинам гидродинамической связи пласта со скважиной, что уменьшает не только продуктивность, но и нефтеотдачу пласта. При эксплуатации скважин начинают действовать факторы, ухудшающие фильтрационные характеристики ПЗП. Их условно можно разделить на три группы: гидромеханические, термохимические и биологические.

3. Наиболее информативным параметром, включающим в себя весь комплекс физических свойств коллектора и влияющим на проницаемость ПЗП, является показатель скин-фактора, величина которого в различных регионах может изменяться в широких пределах от -6 до +20 в зависимости от геолого-физических условий месторождений и эксплуатации скважин.

Значения коэффициентов проницаемости, пьезопроводности и гидропроводности в исследованных интервалах скважин месторождения Шакарбулак изменяются в довольно широких пределах в зависимости от геолого-физических условий эксплуатации скважин.

Величина показателя скин-фактора для геолого-фактических условий месторождения Шакарбулок и эксплуатации скважин изменяется от +1,06 до +3,43. При этих величинах показателя скин-фактора коэффициент гидродинамического несовершенства скважин составляет от 0,68 до 0,87.

4. Основными месторождениями ООО «Шуртаннефтьгаз», содержащими скопления залежей нефти являются регионально продуктивные отложения среднеюрского возраста – в основном горизонт XV, сложенный карбонатными породами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Местами они представлены образованиями рифогенной формации (XV-P), в некоторых случаях они сложены переслаивающимся известняк-меломежрифовой зоны (XV-HP) с относительно более низкими коллекторскими свойствами.

Гидродинамические системы всех месторождений характеризуется практически застойным характером. Эксплуатационные объекты в основном разрабатываются за счет упругой энергии пластовых флюидов и содержащих их отложений.

5. На всех нефтяных и нефтегазовых месторождениях ООО «Шуртаннефтьгаз» в большом объеме проводятся геолого-технические мероприятия по воздействию на призабойную зону скважин и продуктивные пласты с целью интенсификации отборов и стабилизации добычи нефти, что в конечном итоге должно привести к повышению эффективности их разработки и наиболее полного извлечения нефти из недр.

6. В настоящее время в зависимости от геолого-физических условий и состояния разработки месторождений в скважинах осуществляются множество видов ГТМ с различной эффективностью. Проводимые ГТМ условно можно разделить на гидромеханические (разрезка второго ствола, дострел), физико-химические (промывка, очистка забоя, промывка сульфоналом, обработка соляной кислотой), изоляционные (изоляция

водопротоков) и комбинированные методы (изоляция водопритоков с дострелом).

7. Анализ результатов проводимых ГТМ показывает, что за период 2010-2014 гг. достигнута значительное увеличение эффективности проводимых работ. Например, успешность скважино-операций по промывке и очистке забоя скважин выросла с 60.6 до 93.5 % изоляции водопритоков с 52.6 до 96.4·6, а по дострелу с 50 до 92,8 %.

8. Результаты эффективности ГТМ по интенсификации добычи нефти не свидетельствуют об отсутствии проблем, особенно с точки зрения увеличения прироста дебита нефти, приходящегося на одну успешную скважино-операцию. В связи с этим необходимо продолжить исследования по совершенствованию обоснования выбора видов и модификации ГТМ, а также параметров технологии их проведения в конкретны.

## Литература

1. Интенсификация разработки Арланского месторождения/ В.Б.Сергеев, Г.Г.Насыров, А.И.Чепайкин, З.М.Лукьянова//Сб. наук, трудов «БашНИПИнефть», вып. 64.- Уфа, 1983. - С. 3-14.
2. Гамидов Г.А., Бабаев М.В. Новый подход к оценке эффективности заводнения месторождений высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. - Москва, 2004. - №1.- С. 21-26.
3. Муслимов Р.Х., Меркулова Л.И., Гинзбург А.А. Оценка эффективности методов воздействия на обводняющиеся нефтяные пласты // Нефтяное хозяйство. - Москва, 1984. - № 12.- С. 25-31.
4. Хамзин Р.Г., Фазлыев Р.Т. Оценка эффективности разработки эксплуатационных объектов на поздней стадии методами характеристик вытеснения // Интервал.- Москва, 2002. - № 9 (44), -С. 7-11.
5. Казаков А.А. Некоторые замечания по поводу методов оценки технологической эффективности различных геолого-технологических мероприятий // Нефтяное хозяйство.- Москва, 1999.- № 5. - С. 39-43.
6. Земцов Ю. Методы изоляции обводненных пластов и пропластков: перспективы применения в западной Сибири//Нефтегазовая, вертикаль.- Москва, 2010. - № 21.- С. 72-76.
7. Анализ характера преждевременного обводнения продукции скважин, эксплуатирующих карбонатные коллекторы / В. Я.Шпан, Б.И.Вафин, Д.К.Сагитов и др. //Нефтепромысловое дело. - Москва, 2008. - № 6. -С. 21-25.
8. Дябина А.Г., Канн В.А., Соловьев Е.В. Результаты внедрения приоритетных технологий ОАО РМНТК «Нефтеотдача» по повышению нефтеотдачи на объектах с трудно извлекаемыми запасами ОАО «Нижневартовскнефтегаз» (за 1993-1999 годы) // Интервал. - Москва, 2002. - № 7 (42). - С. 37-43.
9. Каневская Р., Д.Андрисов А.Р. Оценка технологической эффективности применения полимеров // Нефтепромысловое дело. -Москва,

2001.-№2.-С. 15-18.

10. Об эффективности уплотнения сетки добывающих скважин на месторождениях поздней стадии разработки / А.А.Закиров, М.С.Мирзарахимов, Н.Х.Эрматов, М.Р.Сидикходжаева // Узбекский журнал нефти и газа. - Ташкент, 2002. - № 4. - С. 31-34.

11. Юдаков А.Н., Жидков В.В., Мулявин С.Ф. Повышение эффективности выработки запасов нефти Пограничного месторождения на завершающей стадии разработки // Бурение и нефть. - Москва, 2007. - № 10. - С. 13-15.

12. Гуськова И.А., Захарова Е.Ф. Методики оценки и прогнозирование технологической эффективности методов ОПЗ скважин // Бурение и нефть. - Москва, 2010. - № 12. - С. 14-17.

13. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. - М.: Наука, 2000. - 414 с.

14. Батурин А.Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. - М.: ОАО «ВНИИО ЭНГ», 2008. -116 с.

15. О выборе решений при проведении обработок призабойной зоны скважин / М.С.Ахунов, Т.Ч.Шейдаев, А.И.Миргейдарова, Ф.А.Шарифуллин // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - Баку, 1990. -№10.-с. 30-33.

16. Гладков Е.А. Анализ эффективности применяемых методов интенсификации притока нефти // Бурение и нефть. - Москва, 2010. -№ 12.-С. 29-31.

17. Комплексный учет энергетики пласта и текущего состояния его разработки при выборе скважин для проведения работ по стимуляции добычи нефти / М.З.Тазиев, М.Ш.Каюмов, А.И.Хисамутдинов и др. // Нефтепромысловое дело. - Москва, 2003.- № 7. - С. 33-36.

18. Тухтаев Р.М., Антипин Ю.В., Карлов А.А. Области эффективного применения кислотных обработок обводненных скважин на месторождениях Западного Башкортостана // Нефтепромысловое дело. - Москва, 2001. - № 1. -

C. 28-31.

19. Ирматов Э.Х., Хужаёров Б.Х., Агзамов А.А., Бурнашев В.Ф. динамика фильтрационно-емкостных свойств призабойных зон скважин. – Ташкент: «Fan va texnologiya» - 2015. - 364 с.

20. Агзамов А.А., Нормуродов А. оценка величины показателя скин-фактора на нефтяных и нефтегазовых объектах Западного Узбекистана // нефтепромышленное дело. – 2012. - №3 – С. 22-27.

21. Махмудов Н.Н., Агзамов А.А., Севаров У. Устойчивость пород-коллекторов нефти и газа /// INNOVATION TECHNOLOGIYALAR. -2014 - № 2. - С. 3-6.

22. Агзамов А.А., Каршиев А.Х., Мухаммадиев Х.М. Оценка степени гидродинамической связи продуктивного пласта при призабойной зоной скважин// “Иқтисодий ва модернизация қилиш ва ва технологик янгилаш шароитида фан-таълим-ишлаб чиқариш интеграциясини ривожлантириш мумаммолари ва ечимлари” Республика илмий-амалий анжумани. – Қарши. – 2015 – Б. 273-276.

23. Irmatov E.K., A.Kh.Agzamov. Complefennes of oil extraction and mining features of Uzbekistan// Uzbek journal of oil and gar. Special edition. – 2016 may – P. 186-192.

24. Zakirov A.A., Asadova Kh.B., Agzamov A.A., Qarshiev A.H., Shohakimova A.A. Concerning forecasting of the reservoir types of deep seated oil deposit. International Scientific and Conference "WORLD SCIENCE", Dubai, UAE. - 2916. - №2 (6). - PP.46-47.

25. Zakirov A.A., Asadova Kh.B., Agzamov A.A., Qarshiev A.H., Shohakimova A.A. Problems and ways of effective development of deep oil deposits with abnormally high reservoir pressures. International Scientific and Conference "WORLD SCIENCE", Dubai, UAE. - 2916. - №2 (6). - PP.39-45.